

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
<b>Влияние литолого-фациальной зональности Крапивинского нефтяного месторождения на фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов</b>

УДК 553.982:552.5(571.13)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ71	Попов Андрей Васильевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Меркулов В. П.	К. Г-М. Н		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
инженер ЦППС НД ТПУ	Коровин М. О.	К. Г-М. Н		

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Ишков О. Ю.	Ph.D		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Белозеров В. Б.	Д. Г-М. Н.		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чернова О. С.	Д.Г-М.Н.		

Томск – 2019 г.

## Результаты освоения ООП

од	Результат обучения*	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
<b>Общие по направлению подготовки (специальности)</b>		
1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-3, УК-4; УК-5; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: <b>(40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами)</b> , <b>(40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений)</b> , <b>(40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам)</b> , <b>(19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата)</b> , <b>(19.021 Специалист по промысловой геологии)</b>
2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-4; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: <b>(40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами)</b> , <b>(40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений)</b> , <b>(40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам)</b> , <b>(19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата)</b> , <b>(19.021 Специалист по промысловой геологии)</b>
3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-4; УК-5; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с

	<p>учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства</p>	<p>требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: <b>(40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами)</b>, <b>(40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений)</b>, <b>(40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам)</b>; <b>(19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата)</b>, <b>(19.021 Специалист по промысловой геологии)</b></p>
4	<p>Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов</p>	<p>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ПК-1; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-20), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: <b>(40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами)</b>, <b>(40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений)</b>, <b>(40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам)</b>; <b>(19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата)</b>, <b>(19.021 Специалист по промысловой геологии)</b></p>
5	<p>Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности</p>	<p>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-3; УК-4; УК-5; УК-6; ОПК-2; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-4; ОПК-5; ПК-1; ПК-2; ПК-8; ПК-16; ПК-18; ПК-21; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: <b>(40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами)</b>, <b>(40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений)</b>, <b>(40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам)</b>; <b>(19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата)</b>, <b>(19.021 Специалист по промысловой геологии)</b></p>
6	<p>Работать эффективно в</p>	<p>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-3; УК-4; УК-5; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6;</p>

	качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование	<i>ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-15; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)</i>
7	Внедрять, эксплуатировать и об-служивать современные машины и механизмы для реализации техно-логических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-кон-структорским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)
<b>Профиль 1 – Геолого-геофизические проблемы освоения месторождений нефти и газа</b>		
8	Предлагает процедуры анализа и оценки геологических объектов по данным геолого-геофизи-ческой изученности и скважинных исследований в целях разработки программы исследований и технологических мероприятий для конкретного типа месторождений углеводородов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-3; УК-5; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-12; ПК-15; ПК-17; ПК-19; ПК-20), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)

9	Предлагать процедуры оценки эффективности промысловых работ и оптимизации работы оборудования при добыче нефти, газа и газового конденсата, обеспечение энергоэффективности технологических процессов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-3; УК-5; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-12; ПК-15; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: <b>(40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами)</b> , <b>(40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений)</b> , <b>(40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам)</b> ; <b>(19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата)</b> , <b>(19.021 Специалист по промысловой геологии)</b>
10	Обеспечивать внедрение новых методов при построении геолого-геофизических моделей; материалов и нефтегазового оборудования в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-4; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-8; ПК-12; ПК-13; ПК-16; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: <b>(40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами)</b> , <b>(40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений)</b> , <b>(40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам)</b> ; <b>(19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата)</b> , <b>(19.021 Специалист по промысловой геологии)</b>
<b>Профиль 2. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений</b>		
11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-4; ОПК-1; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-5; ПК-6; ПК-12; ПК-15; ПК-16; ПК-18; ПК-19; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: <b>(40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами)</b> , <b>(40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или</b>

		<i>подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)</i>
12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-3; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-4; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: <b>(40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)</b>
13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2; УК-3; УК-4; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: <b>(40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)</b>

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ) Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ Чернова О. С.  
 (Подпись) (Дата)

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ71	Попову Андрею Васильевичу

Тема работы:

Влияние литолого-фациальной зональности Крапивинского нефтяного месторождения на фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов	
Утверждена приказом директора ИШПР	№ 7340/с от 19.07.2019

Срок сдачи студентом выполненной работы:	19.08.2019
--	------------

### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<b>Исходные данные к работе</b> (наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).	Данные геолого-геофизических исследований скважин Крапивинского нефтяного месторождения
--	---

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Литературный обзор</li> <li>2. Геологическая характеристика месторождения</li> <li>3. Подбор базовых констант</li> <li>4. Анализ расчета глинистости, пористости, проницаемости и водонасыщенности</li> <li>5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</li> <li>6. Социальная ответственность</li> <li>7. Заключение</li> </ol>
<p><b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Общее количество графического материала – 57 рисунков: - График зависимости времени распространения продольной акустической волны от пористости; - графики зависимости параметра пористости от пористости; - графики зависимости параметра нефтенасыщенности от водонасыщенности; кросс-плоты ГИС-керна для пористости, проницаемости, водонасыщенности; геологические разрезы пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> по лито-фациальным зонам; карта распределения преобладающего минералогического состава порового цемента; планшеты результатов интерпретации опорных скважин</p>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p><i>Финансовый менеджмент...</i></p>	<p><i>Ишков О. Ю. Ph.D</i></p>
<p><i>Социальная ответственность</i></p>	<p><i>Белозеров В. Б. д. г.-м. н.</i></p>
<p><i>Специальные вопросы</i></p>	<p><i>к. г.-м. н., инженер лаборатории геологии месторождений нефти и газа ЦППС НД ТПУ, Коровин М. О.</i></p>
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b> Подбор базовых констант</p>	

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p>01.07.2019</p>
--	-------------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Меркулов В. П.	к. г.-м. н		01.07.2019

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ71	Попов Андрей Васильевич		01.07.2019



# ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ71	Попову Андрею Васильевичу

Инженерная школа	ИШПР	Отделение	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01

## Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материально-технических, финансовых и человеческих ресурсов проведения исследования по оценке фильтрационно-емкостных параметров
--	--

## Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Оценка стоимостного выражения проведения научного исследования по изучению фильтрационно-емкостных свойств Крапивинского месторождения
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Расчет: 1. Затраты на материалы и реагенты; 2. Затраты на выплату заработной платы рабочим; 3. Накладные расходы.
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Расчет затрат на проведение научного исследования по изучению фильтрационно-емкостных свойств Крапивинского месторождения

## Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Табл. 1 Перечень этапов, работ и распределение исполнителей
2. Табл. 2 Временные показатели проведения НИР
3. Табл. 3 Материальные затраты
4. Табл. 4 Баланс рабочего времени
5. Табл. 5 Заработная плата исполнителей НИР
6. Табл. 6 Накладные расходы на ВКР
7. Табл. 7 Калькуляция плановой себестоимости

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	03.07.2019
--	------------

## Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Ишков О. Ю.	Ph.D		03.07.2019

## Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ71	Попов Андрей Васильевич		03.07.2019

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2ТМ71	Попову Андрею Васильевичу

<b>Инженерная школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	<b>Магистратура</b>	<b>Направление/специальность</b>	21.04.01

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p><i>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</li> <li>– опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</li> <li>– негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</li> <li>– чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</li> </ul>	<p><i>Рабочее место: Учебная аудитория № 227</i></p>
<p><i>1. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</i></p>	<p><i>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.</i></p>

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p><i>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</li> </ul>	<p><i>Факторы, проявляющие вредное воздействие:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- отклонение показателей микроклимата</li> <li>- повышенный уровень статического электричества</li> <li>- статическая работа</li> <li>- недостаточная освещенность рабочей зоны</li> </ul>
<p><i>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- действие фактора на организм человека;</li> <li>- приведение допустимых норм с необходимой размерностью;</li> <li>- предлагаемые средства защиты.</li> </ul>

<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p>Влияние на окружающую среду в ходе исследования:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Утилизация компьютерной техники</li> <li>2. Утилизация бумаги</li> </ol>
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>	<p>Наиболее вероятной ЧС является пожар. Оценка пожарной безопасности. Разработка мероприятий по предупреждению пожаров</p>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>	<p>К общей части нормативно-правовых основ охраны труда относятся: Трудовой кодекс Российской Федерации, указы Президента, постановления Правительства РФ, постановления Министерства здравоохранения и социального развития, постановления и приказы других министерств межотраслевой компетенции.</p>
<b>Перечень графического материала:</b>	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Табл. 1 Возможные и опасные вредные факторы</li> <li>2. Табл. 2 Параметры микроклимата для помещений</li> <li>3. Рис. 1 Зона досягаемости моторного поля в вертикальной плоскости</li> <li>4. Рис. 2 Зона досягаемости моторного поля в горизонтальной плоскости</li> <li>5. Рис. 3 Номограмма зависимости высоты рабочей поверхности для разных видов работ, пространства для ног и высоты, рабочего сиденья от роста человека</li> <li>6. Рис. 4 Зона зрительного наблюдения</li> </ol>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	<b>04.07.2019</b>
---	-------------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Белозеров В. Б.	д. г.-м. н.		04.07.2019

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ71	Попов Андрей Васильевич		04.07.2019

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа Инженерная Школа Природных Ресурсов

Направление подготовки (специальность) Нефтегазовое дело

Уровень образования Магистратура

Отделение школы (НОЦ) Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Период выполнения \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2018/2019 учебного года)

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН  
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	19.08.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
17.09.2018	<i>Литературный обзор</i>	10
23.11.2018	<i>Подбор базовых констант</i>	20
27.02.2019	<i>Расчет глинистости, пористости, проницаемости и водонасыщенности</i>	20
19.05.2019	<i>Анализ расчета</i>	20
12.06.2019	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	15
21.06.2019	<i>Социальная ответственность</i>	15

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Меркулов В. П.	к. г.-м. н		01.07.2019

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чернова О.С.	д.г-м-н.		01.07.2019

## РЕФЕРАТ

**Выпускная квалификационная работа** содержит 116 с., 57 рисунков, 18 таблиц

**Ключевые слова:** ГИС, ГЕОФИЗИКА, ПОРИСТОСТЬ, ПРОНИЦАЕМОСТЬ, ВОДОНАСЫЩЕННОСТЬ, ИНТЕРПРЕТАЦИЯ, КОРРЕЛЯЦИЯ, МЕСТОРОЖДЕНИЕ, НЕФТЬ.

**Объектом исследования** является пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> в разрезе скважин Крапивинского нефтяного месторождения.

**Цель работы** – анализ влияния особенностей литолого-фациальной зональности месторождения на интерпретацию геофизических данных.

**В процессе работы проводилась** интерпретация геофизических данных различными методами и сравнение результатов интерпретации с данными лабораторных исследований керна.

**В результате исследования** определено влияние особенностей литолого-фациальной зональности Крапивинского месторождения на интерпретацию данных геофизических исследований скважин.

**Область применения:** нефтяные месторождения образованные при сходных условиях осадконакопления.

**Экономическая эффективность/значимость работы** заключается в более обоснованной оценке балансовых запасов и более достоверном построении геологических и гидродинамических моделей.

## **Обозначения и сокращения**

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

ПС – потенциал самополяризации

ГИС – геофизические исследования пласта

ВНК – водонефтяной контакт

## Оглавление

1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР .....	18
2. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ .....	20
2.1. Общие сведения по месторождению.....	20
2.2. Геолого-геофизическая изученность месторождения .....	21
2.3. Литолого-стратиграфическое строение верхнеюрских отложений	21
2.4. Особенности тектоники.....	23
2.5. Фациальная зональность месторождения.....	23
3. ПОДБОР БАЗОВЫХ КОНСТАНТ .....	26
3.1. Первоначальная информация .....	26
3.2. Выбор опорных скважин .....	26
3.3. Базовые константы для подсчета глинистости .....	27
3.4. Базовые константы для подсчета пористости .....	28
3.5. Введение поправки Клинкенберга для керновой газопроницаемости .....	31
3.6. Базовые константы для подсчета водонасыщенности .....	32
4. АНАЛИЗ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГИС .....	43
4.1. Анализ расчета глинистости.....	43
4.2. Анализ расчета пористости .....	45
4.3. Анализ расчета проницаемости.....	48
4.4. Анализ расчета водонасыщенности .....	56
4.5. Общие результаты расчетов.....	61
5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	74

5.1. Планирование этапов и работ по выполнению магистерской работы .....	75
5.2. Определение трудоемкости выполнения магистерской работы.....	76
5.3. Разработка календарного плана работ .....	77
5.4. Определение плановой себестоимости проведения НИР .....	78
6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	84
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	84
6.2 Производственная безопасность .....	85
6.3. Отклонение показателей микроклимата .....	86
6.4. Повышенный уровень статического электричества.....	89
6.5. Статическая работа .....	90
6.6. Недостаточная освещенность рабочей зоны .....	94
6.7. Экологическая безопасность .....	95
6.8. Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	96
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	98
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	99
ПРИЛОЖЕНИЕ .....	101



## ВВЕДЕНИЕ

**Объектом исследования** является анализ влияния фациальных особенностей геологических тел на интерпретацию фильтрационно-емкостных свойств на примере продуктивного пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> в составе васюганской свиты верхнеюрских отложений Крапивинского месторождения.

В качестве исходных данных использованы лабораторные анализы кернa по 8 скважинам Крапивинского месторождения и информация, полученная при проведении геофизических исследований.

**Целью** работы является улучшение показателей достоверности интерпретации глинистости, пористости, проницаемости и водонасыщенности с учетом особенностей литофациального зонирования на основе комплексных данных исследования кернового материала и анализа данных геофизических исследований скважин.

### **Задачи:**

- Исследование влияния минералогического состава пласта на интерпретацию данных ГИС;
- Расчленение пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> на основе различий в минералогическом компонентном составе;
- Сравнение результатов применения различных моделей интерпретации ГИС для опорных скважин;
- Построение карты распределения выделенных пачек на основе данных ГИС и кернa в пределах литолого-фациальных зон.

## 1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

Интерпретация данных геофизических исследований скважин является одним из важнейших этапов геологоразведочных работ. Методы геофизических исследований скважин подвержены влиянию множества факторов, приводящих к получению некорректных параметров на их основе. Так как параметры полученные при интерпретации данных ГИС используются в дальнейшем для построения геологических и гидродинамических моделей, корректность информации о ФЕС пласта-коллектора является важным атрибутом последующего проекта разработки месторождения.

Основным методом проверки достоверности данных полученных при интерпретации геофизических исследований скважин являются привязка полученных каротажей к результатам лабораторных анализов кернового материала. Которые могут включать в себя определение пористости, проницаемости, водонасыщенности, электрических показателей, а также детальные анализы геохимического состава кернового материала. Значительное влияние на сопоставление данных керна и результатов интерпретации геофизических каротажей имеют литологические параметры породы-коллектора, во многом являющиеся производными от условий осадконакопления, в которых формировались отложения, такие как, вещественный состав скелета песчаника, тип глинистого цемента, присутствие включений различных минералов.

Одним из основных источников влияния на интерпретацию ГИС и последующее получение параметров пласта-коллектора являются особенности лито-фациальной зональности месторождения. Данное обстоятельство, в большинстве случаев, не позволяет применять к одному месторождению единую петрофизическую модель.

Данная проблема была предметом анализа нескольких научных работ. В частности, в научной статье «Использование результатов литолого-фациального анализа для построения трехмерной геологической модели

башкирской карбонатной толщи Озерного месторождения нефти» автором которой является И. С. Путилов, обосновывается важность литолого-фациального анализа при построении геологических моделей. Проведенный автором анализ показывает различные геолого-геофизические параметры для разных фациальных зон. Также применены отдельные петрофизические модели для каждой лито-фациальной зоны и построение трехмерной геологической модели на их основе. [1]

На данную тематику была написана диссертация С. Н. Кривошекова «Разработка вероятностно-статистических моделей прогноза нефтегазоносности высокоизученных территорий: на примере Пермского края» в которой автор приводит анализ методов прогноза литолого-фациального расчленения месторождения и использование этого прогноза для детализации трехмерных геологических моделей. В работе также показано влияние литофациальной зональности на процесс разработки месторождения и значение подбора петрофизических параметров для построения корректных геологических моделей. В еще одной работе автора «Литолого-фациальное строение и характеристика коллекторских свойств верхнедевонско-турнейских рифов березниковского палеоплато» обсуждается влияние литофациального зонирования на коллекторские свойства пласта. [2, 3]

В научной работе «Вероятностно-статистическое обоснование фациальной зональности девонских терригенных отложений юга Пермского края», автором которой является Филькина Н. А., отмечается использование данных ГИС для прогнозирования литофациальной зональности. В рамках работы утверждается возможность переноса данных о литофациальной зональности полученных по керновым данным на данные ГИС для получения возможности прогноза распределения литофаций в пределах месторождения. Также обосновывается важность анализа особенностей литолого-фациальной зональности месторождения, его предпочтительность при изучении геологического строения месторождения [4].

### **3. ПОДБОР БАЗОВЫХ КОНСТАНТ**

#### **3.1. Первоначальная информация**

Первоначальные данные включают в себя:

1. Комплекс данных лабораторных исследований кернового материала:
  - 1.1. Открытая пористость;
  - 1.2. Параллельная газопроницаемость;
  - 1.3. Остаточная водонасыщенность определенная по методу Ханина;
  - 1.4. Интервалы отбора кернового материала;
  - 1.5. Электрические параметры порового пространства и насыщенности;
  - 1.6. Интервальное время прохождения продольной акустической волны.
2. Описание кернового материала;
3. Литолого-минералогическая характеристика верхнеюрских отложений;
4. Свойства пластовых флюидов и данные по притокам пластовых флюидов при испытании скважин;
5. Данные ГИС по скважинам месторождения:
  - 5.1. Показания гамма-каротажа;
  - 5.2. Результаты исследования скважины методом собственных потенциалов;
  - 5.3. Результаты проведения акустического каротажа;
  - 5.4. Данные по нейтронному-гамма каротажу;
  - 5.5. Показания кажущегося сопротивления, получаемого с фокусированными зондами экранированным и индукционным.

#### **3.2. Выбор опорных скважин**

Опорные скважины выбраны на основе полноты имеющейся геофизической и геологической информации. Для каждой фациальной зоны выбрано по 1-2 скважинам. Выбранные опорные скважины показаны на Рисунке 3.1. Такая схема выбора опорных скважин позволяет оценить влияние особенностей литофациальной зональности на интерпретацию ГИС.

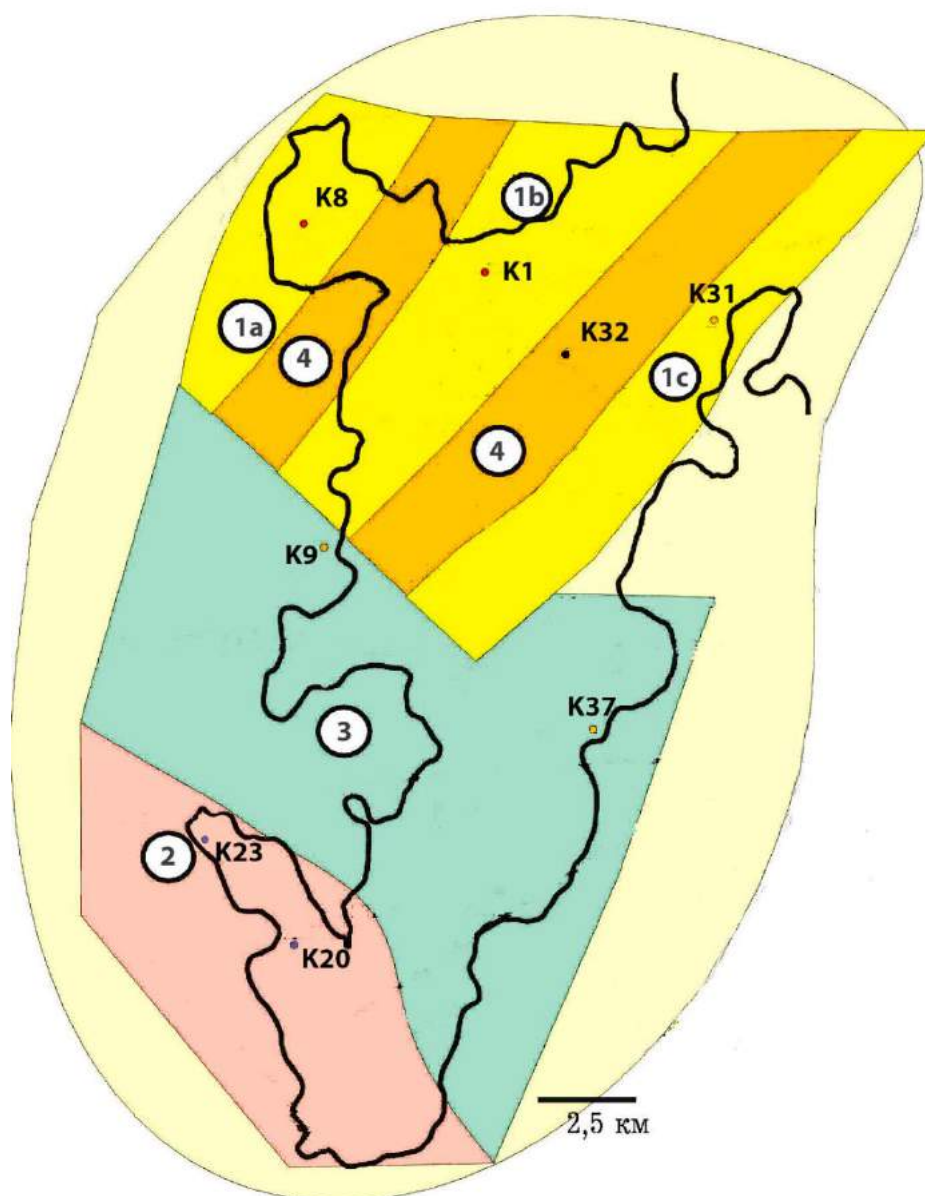


Рисунок 3.1 – Местоположение опорных скважин месторождения [5]

### 3.3. Базовые константы для подсчета глинистости

Для полноценного расчета глинистости требуется наличие керновых данных по глинистости, которые отсутствуют в рассматриваемых опорных скважинах. Вследствие чего достоверность расчета глинистости производилась при помощи сопоставления данных керна по открытой пористости и эффективной пористости полученной при интерпретации ГИС. Исходные параметры для расчета глинистости получены через проведение линии

песчаника и линии глин в гамма-каротаже и каротаже методом ПС. Значение линии песчаников отбиралось с минимальных значений гамма-каротажа и ПС, а значение линии глин с просоя глин в межугольной толщи. Значения этих линий для каждой опорной скважины представлены в Таблице 3.1 [9].

Таблица 3.1 – данные для расчета глинистости

Скважина	Значение гамма- каротажа в линии песчаников,	Значение гамма- каротажа в линии глин,	Значение ПС в линии песчаников,	Значение ПС в линии глин,
K8	3,87	17,65	9,34	110,27
K1	7,76	14,69	23	113,3
K31	6,416	13,556	17,77	106,98
K32	9,31	14,96	23	115,5
K20	10,35	16,69	11,11	110,62
K23	5,36	17,37	0,79	109,66
K9	7,63	14,24	4,98	85,44
K37	6,61	18,31	0	117,6

### 3.4. Базовые константы для подсчета пористости

Необходимые константы для интерпретации акустического каротажа являются интервальное время пробега акустической волны по буровому раствору, глинам и скелету песчаника. Интервальное время пробега по буровому раствору было взято значения для соленой воды из справочных материалов. Показание интервального времени по глинам было взято из сингенетичных глинистых слоев межугольной толщи васюганской свиты. Интервальное время пробега продольной волны в матриксе может

варьироваться для разного песчанистого материала. Данные значения были выведены с помощью построения графика зависимости интервального времени от пористости отдельно для каждой опорной скважины. В скважинах К20, К37 и К9 интервальное время пробега продольной волны было взято из соседних скважин К23, К34 и К18 соответственно. Графики зависимостей показаны на Рисунке 3.2.

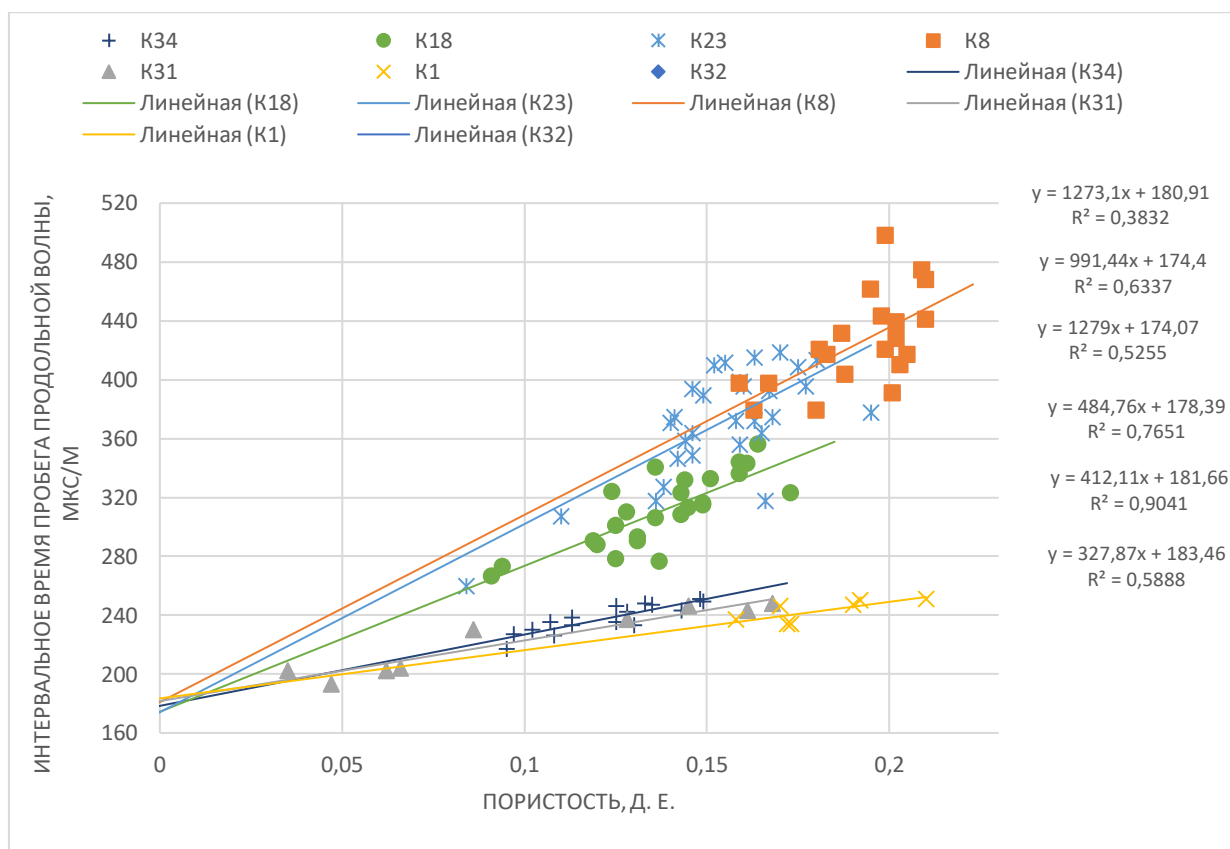


Рисунок 3.2 – Зависимость интервального времени пробега продольной волны к пористости

Полученные значения скорости пробега по матрице демонстрируют зональную неоднородность. Отмечается уменьшение интервального времени пробега продольной волны по скелету при переходе с фаций пласта к фациям русловой части дельты, что можно объяснить более высоким содержанием

Полученные параметры приведены в Таблице 3.2.

Таблица 3.2 – данные для расчета акустической пористости

Среда распространения	Интервальное время пробега продольной акустической волны, мкс/м
Буровой раствор	606
Глина	274
Скелет песчаника К8 скважины	180,91
Скелет песчаника К1 скважины	183,46
Скелет песчаника К31 скважины	181,66
Скелет песчаника К32 скважины	180,81
Скелет песчаника К23 скважины	174,07
Скелет песчаника К18 скважины	174,4
Скелет песчаника К34 скважины	178,39

Эффективная пористость была также получена при помощи интерпретации нейтронного-гамма каротажа. Калибровка данного типа каротажа представляет собой выведение общей пористости из значений нейтронного каротажа в глинах, песчаника из рассматриваемого пласта с уже известной пористостью (в случае отсутствия известных значений пористости уплотненного песчаника пористость была условно обозначена в 5 %) и уплотненном карбонатизированном песчанике с низкой пористостью и выраженным высоким значением нейтронного-гамма каротажа. В качестве источника общей пористости глин использована информация из справочных данных ввиду отсутствия керновых данных по общей пористости, значения нейтронного гамма каротажа взяты из глинистого прослоя межугольной толщи. Значения опорных точек представлены в Таблицах 3.3 и 3.4 [6, 7].



Таблица 3.3 – значения для расчета нейтронного каротажа

Скважина	K8	K1	K31	K32
Значение нейтронного гамма каротажа в глинах	1,343	1,463	1,487	1,283
Значение нейтронного гамма каротажа в уплотненных песчаниках	2,275	2,092	1,969	1,993
Значение нейтронного гамма каротажа в выбранной точке кернового отбора песчаника пласта Ю <sub>1</sub> <sup>3</sup>	1,51	1,708	1,757	1,449
Пористость в глинах	0,337	0,337	0,337	0,337
Пористость в уплотненных песчаниках	0,038	0,069	0,041	0,021
Пористость в выбранной точке кернового отбора песчаника	0,217	0,21	0,184	0,149

Таблица 3.4 – значения для расчета нейтронного каротажа

Скважина	K20	K23	K37	K9
Значение нейтронного гамма каротажа в глинах	1,305	1,23	1,313	1,359
Значение нейтронного гамма каротажа в уплотненных песчаниках	1,992	2,027	2,211	1,888
Значение нейтронного гамма каротажа в выбранной точке кернового отбора песчаника пласта Ю <sub>1</sub> <sup>3</sup>	1,644	1,548	1,569	1,477
Пористость в глинах	0,337	0,337	0,337	0,337
Пористость в уплотненных песчаниках	0,05	0,05	0,05	0,05
Пористость в выбранной точке кернового отбора песчаника	0,185	0,195	0,163	0,182

### 3.5. Введение поправки Клинкенберга для керновой газопроницаемости

Для вычисления проницаемости по жидкости из показаний газовой проницаемости следует ввести поправку Клинкенберга. Формула Клинкенберга

для перевода газовой проницаемости в абсолютную проницаемость по жидкости дана ниже:

$$k_a = \frac{k_g}{(1 + \frac{b}{P_a})} \quad (1)$$

Где,  $k_g$  – газопроницаемость, мД

$b$  – константа Клинкаенберга

$P_a$  – среднее давление на входе и выходе при измерении проницаемости, МПа

Так как, отсутствуют данные давления при проведении измерения проницаемости и тип использованного газа, для преобразования газовой проницаемости в проницаемость для жидкости значения для введения поправки Клинкаенберга отображены в Таблице 3.5. Таким образом, полученные значения проницаемости будут использованы в дальнейшем.

Таблица 3.5 – Параметры для введения константы Клинкаенберга [4]

Параметр	Значение
Константа Клинкаенберга	0,61
Среднее давление (более 10 мД), МПа	1,1
Среднее давление (1-10 мД), МПа	1,3
Среднее давление (0,1-1 мД), МПа	2
Среднее давление (менее 0,1 мД), МПа	2,7

### 3.6. Базовые константы для подсчета водонасыщенности

Модели подсчета водонасыщенности на основе данных ГИС основываются на формуле Арчи-Дахнова и в общем требуют выведения определенных констант из керновых материалов. Исходные параметры для

определения сопротивления пластовой воды даны в таблице 3.6. Сопротивление пластовой воды зависит от эквивалентной солености и температуры пласта. Множители для получения эквивалентной солености в пересчете на хлорид натрия определены по палетке на Рисунке 3.3. Определение сопротивления пластовой воды показано на Рисунке 3.4 и равняется 0,08 Ом·м.

Таблица 3.6 – Свойства и расчетные параметры

Температура пласта, °C			92
Общая минерализация, мг/кг			31300
Ион	Множитель	Содержание, мг/кг	Эквивалентное содержание, мг/кг
Cl <sup>-</sup>	1	18918,78	18918,78
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	0,27	945.3	255,23
Ca <sup>2+</sup>	0,81	582	471,42
Mg <sup>2+</sup>	1,14	224	255,36
Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>	0,9	11373	10235,7
J	0,28	1.58	0,44
Br	0,44	68.3	30,05
Сумма		31300	30166,98

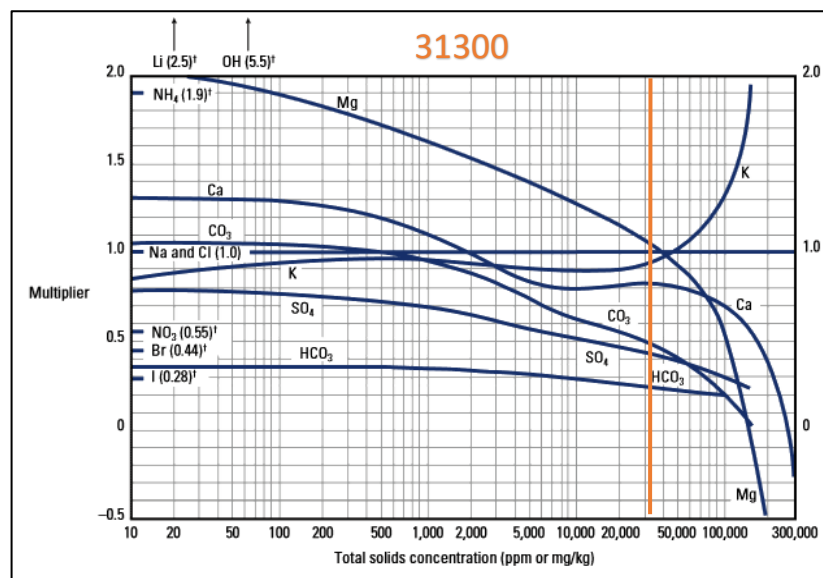


Рисунок 3.3 – Определение расчетных коэффициентов для перевода концентрации солей в пластовой воде в эквивалентную концентрацию хлорида натрия [8]

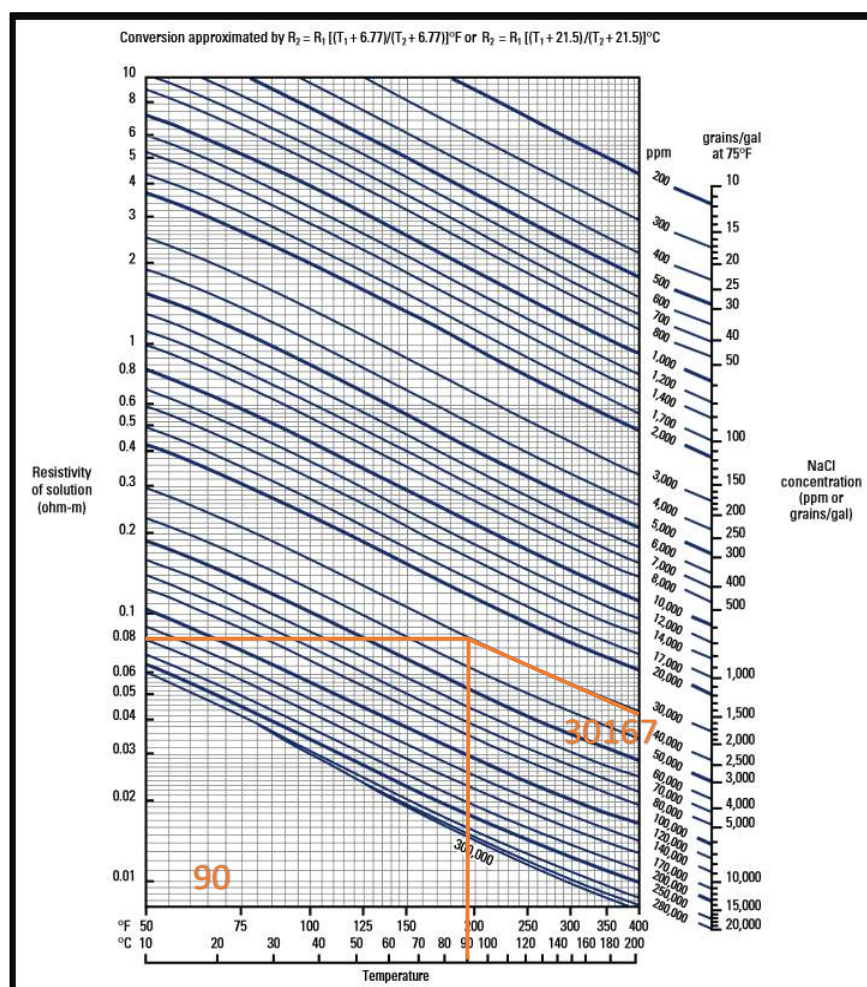


Рисунок 3.4 – Определение сопротивления пластовой воды по значению эквивалентной концентрации хлорида натрия и температуры пласта [8]

Константы «а» и «m» отражающие геометрию порового пространства и тип цементирования межзерновых каналов, определяются при помощи построения графика зависимости между значением отношения сопротивления образца керна, заполненного пластовой водой к сопротивлению самой пластовой воды и значением пористости кернового образца. Константа «n» является производной от характера насыщаемости, выводится построением зависимости между значением отношения сопротивления образца керна, заполненного нефтью к сопротивлению образца керна, заполненного пластовой водой и значением керновой остаточной водонасыщенности.

Общие константы «а» и «m» для Крапивинского месторождения выведены на графике степенной зависимости показателя пористости от значения пористости на Рисунке 3.5.

Константа «n» из кернах данных, в которых присутствует параметр нефтенасыщения приведен на графике степенной зависимости параметра нефтенасыщения от водонасыщенности на Рисунке 3.6.

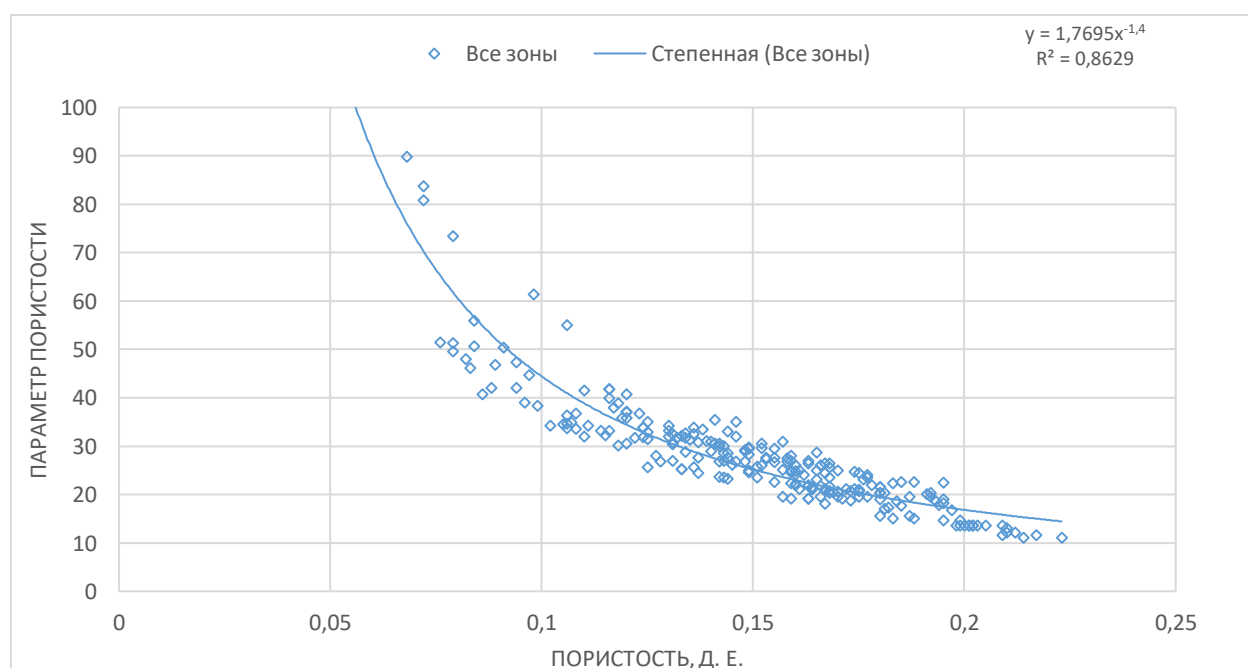


Рисунок 3.5 – Общая зависимость кернового значения параметра пористости к пористости

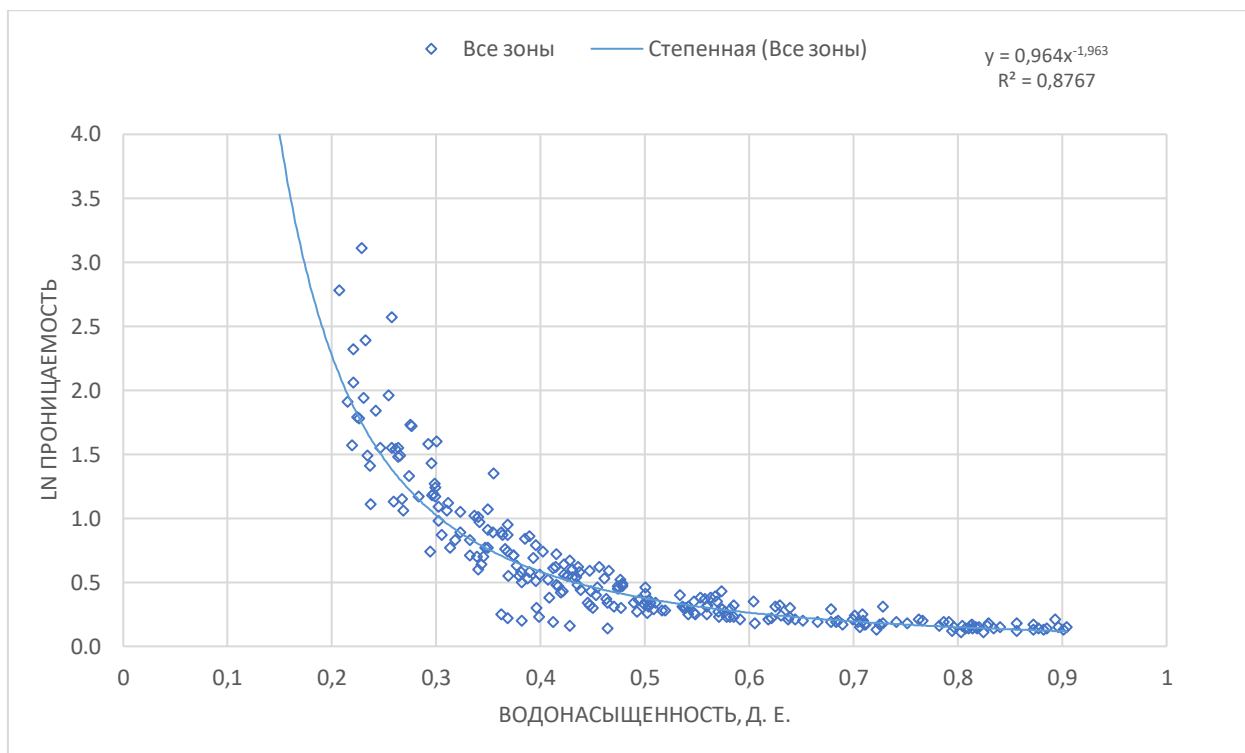


Рисунок 3.6 – Общая зависимость kernового значения параметра нефтенасыщенности к водонасыщенности

В скважине K16 зоны 1 выявлено сильное отклонение параметра нефтенасыщенности, которое может быть связано с зоной низкоомных коллекторов. Точки отбора керна, принадлежащие данной скважине, были удалены, так как могут значительно повлиять на корректность полученных коэффициентов Арчи. Графики после обработки показаны на Рисунках 3.7 и 3.8.

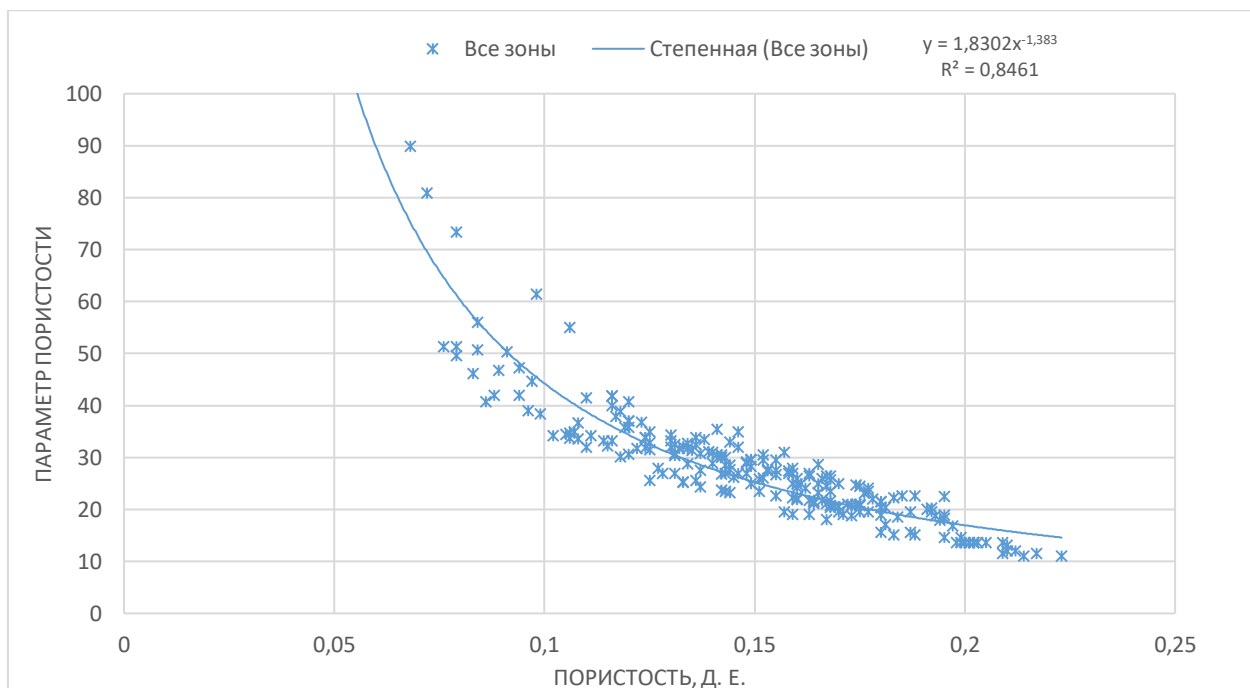


Рисунок 3.7 – Исправленная общая зависимость ядерного значения параметра пористости к пористости

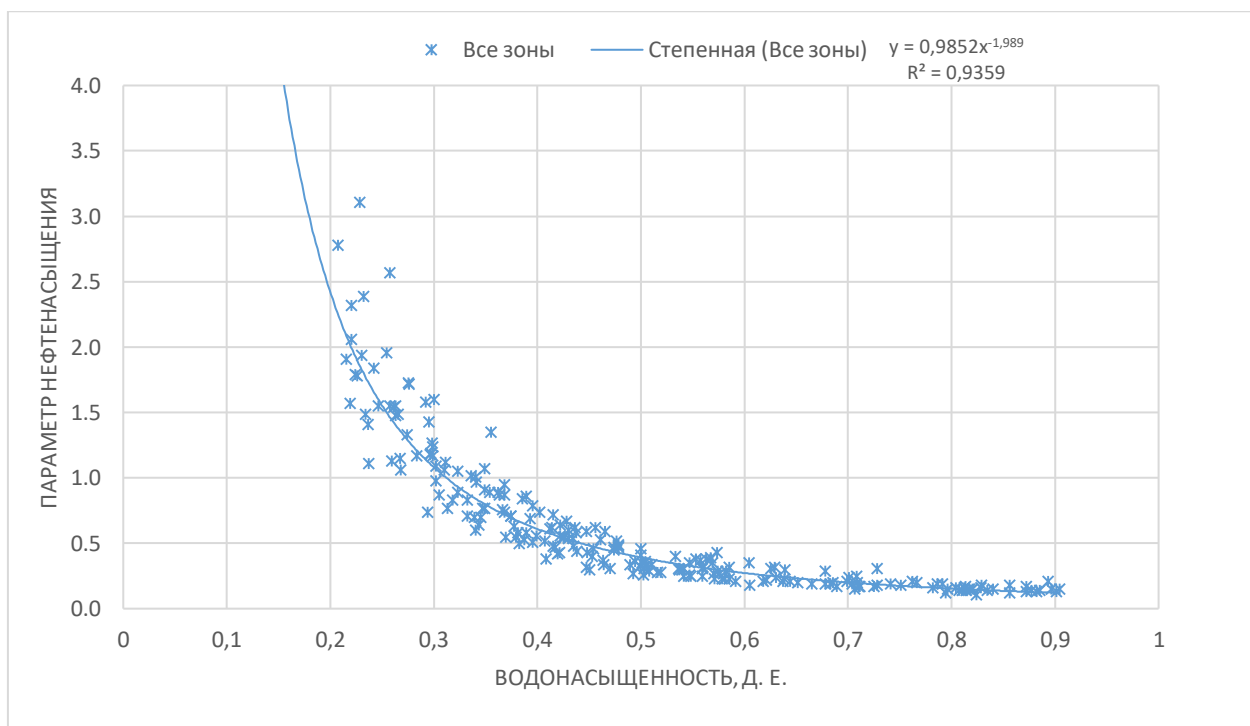


Рисунок 3.8 – Исправленная общая зависимость ядерного значения параметра нефтенасыщенности к водонасыщенности

Также данные константы были выведены отдельно для каждой литофаций 1, 2 и 3, графики показаны на Рисунках 3.9 и 3.10. В литофации 4 отсутствуют керновые данные по параметру пористости и нефтенасыщения. Литофации 2 и 3 представлены единственными скважинами для каждой из этих зон.

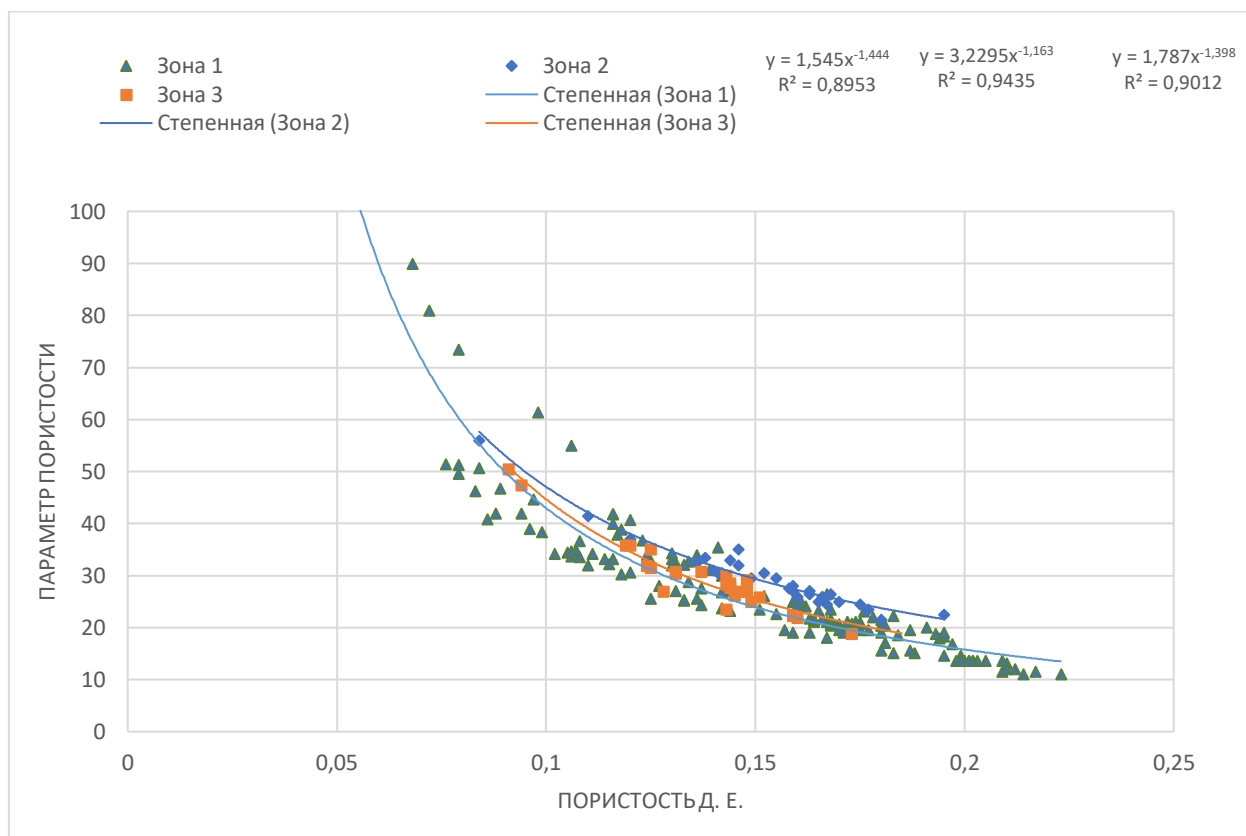


Рисунок 3.9 – Зависимость кернового значения параметра пористости к пористости по литофациальным зонам месторождения



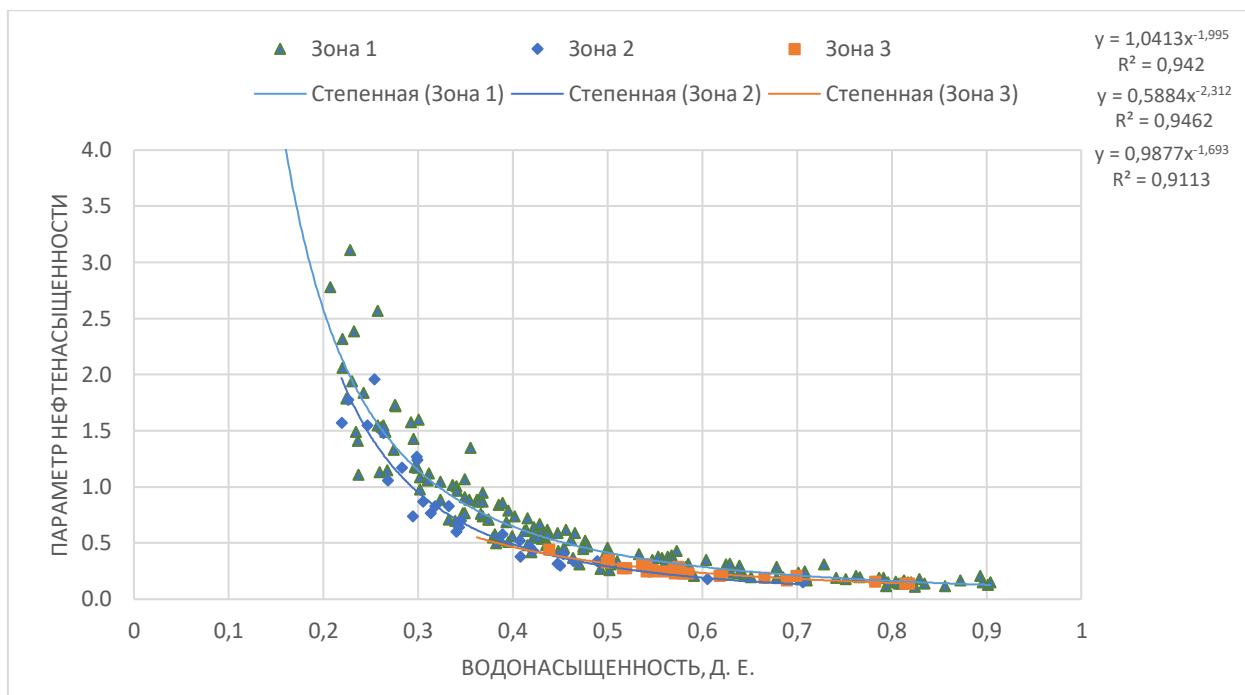


Рисунок 3.10 – Зависимость крнвого значения параметра нефтенасыщенности к водонасыщенности по литофациальным зонам месторождения

Так же было проведено расчленение зоны 1 по скважинам для получения более уточненных параметров для каждой скважины. Как результат построения графиков было выделено значительное отличие коэффициентов Арчи скважины К8 от коэффициентов, полученных от других скважин этой же зоны. В общем относительное сходство коэффициентов Арчи для двух оставшихся скважин (К56, К59) можно объяснить их относительно близким расположением, присутствием в составе одной подзоны 1б. Для данных скважин можно получить общие коэффициенты Арчи. Полученные зависимости для центра подзоны 1б представлены на Рисунках 3.11 и 3.12. Полученные значения коэффициентов Арчи представлены в Таблице 3.7.

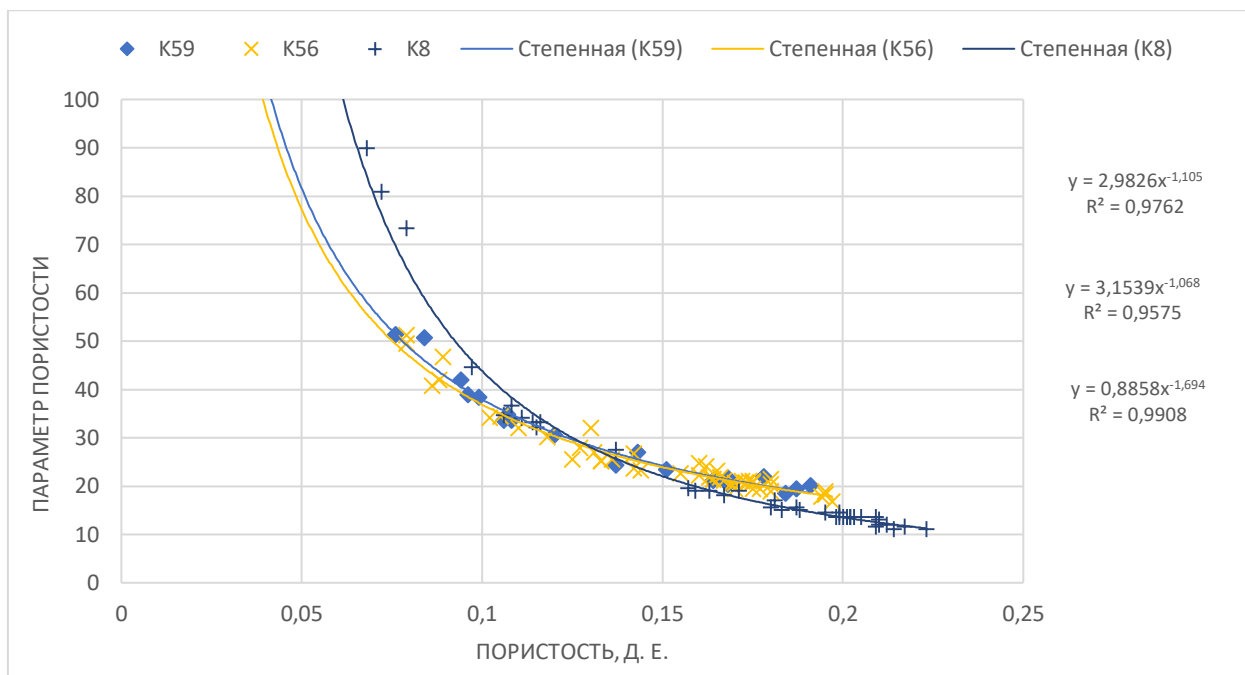


Рисунок 3.11 – Зависимость кернавого значения параметра пористости к пористости по скважинам зоны 1

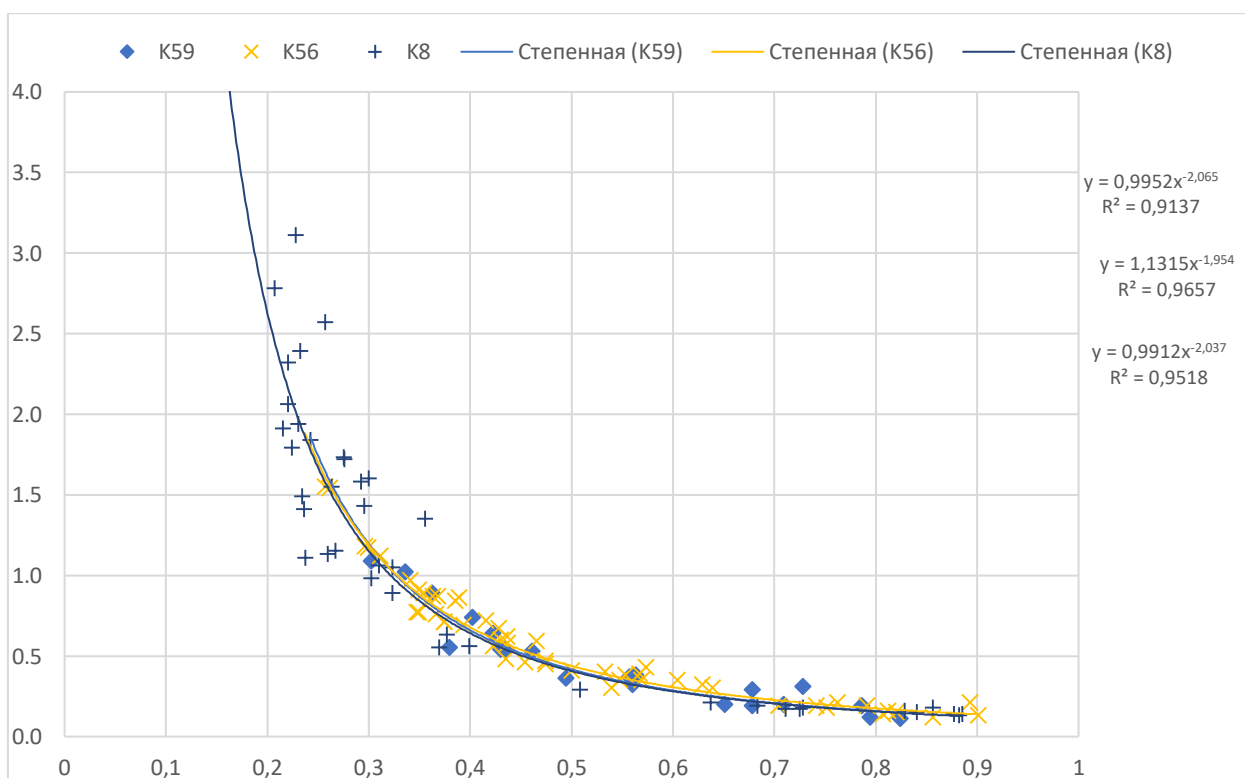


Рисунок 3.12 – Зависимость кернавого значения параметра нефтенасыщенности к насыщенности по скважинам зоны 1

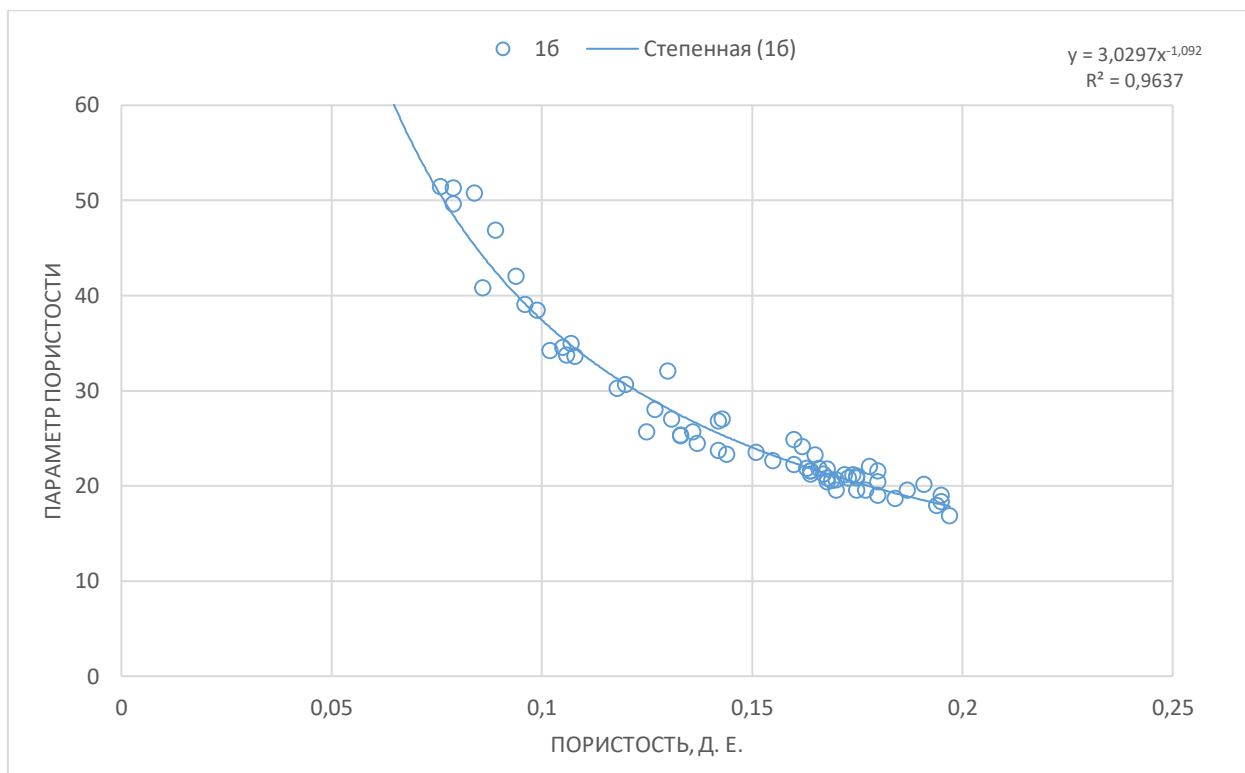


Рисунок 3.13 – Зависимость кернового значения параметра пористости к пористости по подзоне 16

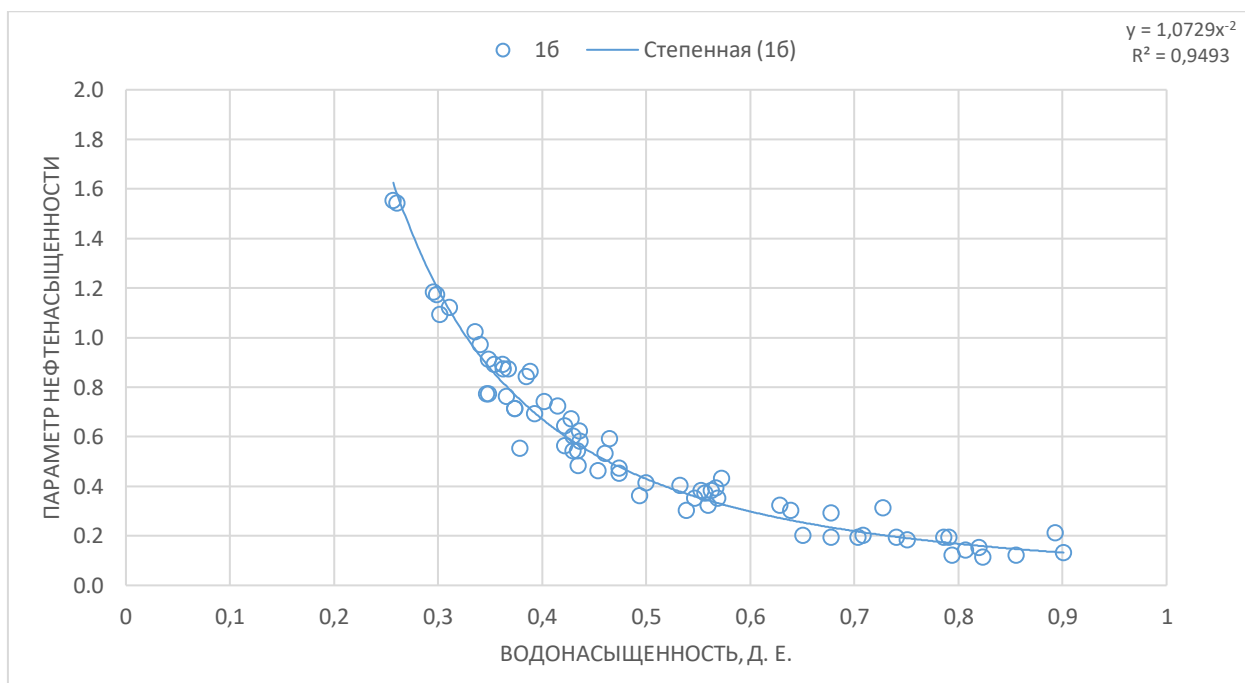


Рисунок 3.14 – Зависимость кернового значения параметра нефтенасыщенности к насыщенности по подзоне 16

Таблица 3.7 – Константы Арчи для расчета глинистости

Скважина	a	b	m	n
Все зоны	1,83	0,985	1,383	1,989
1 зона	1,701	1,014	1,407	1,962
2 зона	3,23	0,61	1,163	2,285
3 зона	1,787	1,69	1,398	1,693
Центр подзоны 1б	3,03	1,073	1,092	2
K8	0,886	0,991	1,694	2,097

## **4. АНАЛИЗ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГИС**

### **4.1. Анализ расчета глинистости**

Для расчета глинистости были рассмотрены шесть различных методов интерпретации ГИС:

- Метод интерпретации ПС;
- Линейный метод для гамма-каротажа;
- Метод с использованием уравнения Клавье;
- Метод определения по формуле Штайбера;
- Метод по определению глинистости Ларионова;

Так как, керновые данные по глинистости отсутствуют степень достоверности полученных значений проверялась с помощью достижения наилучшего коэффициента корреляции на графике керновой пористости от пористости по ГИС.

Для опорных скважин месторождения были применены пять моделей определения глинистости. Результаты проведенных расчетов представлены на примере скважины К1 совместно с использованием уравнения Вилли. Как видно из графиков наиболее высокую степень корреляции показало уравнение Штайбера. Уравнение Ларионова имеет незначительные отличия при интерпретации глинистости и тоже может быть использовано для ее интерпретации. По остальным скважинам глинистость также была определена с помощью уравнения Штайбера. Пример результатов подбора моделей показан на Рисунках 4.1-4.5.

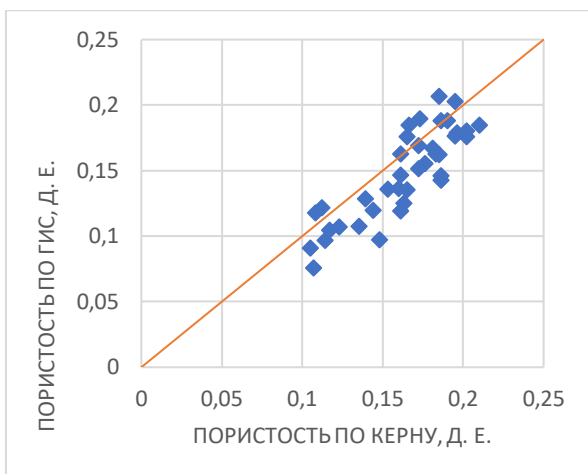


Рисунок 4.1 – Кросс-плот керновой пористости и акустической пористости с использованием расчета глинистости по уравнению Клавье

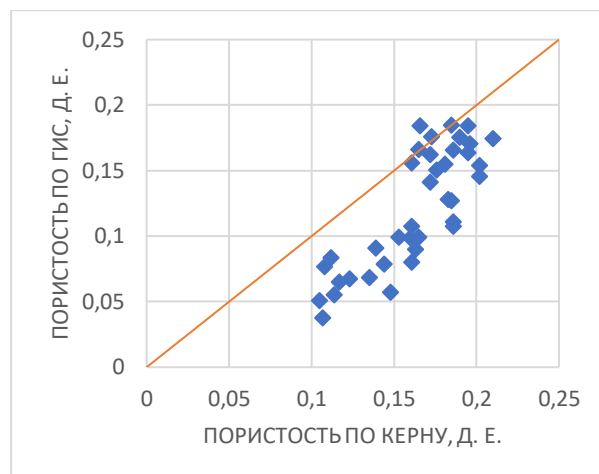


Рисунок 4.2 – Кросс-плот керновой пористости и акустической пористости с использованием расчета глинистости по линейному уравнению

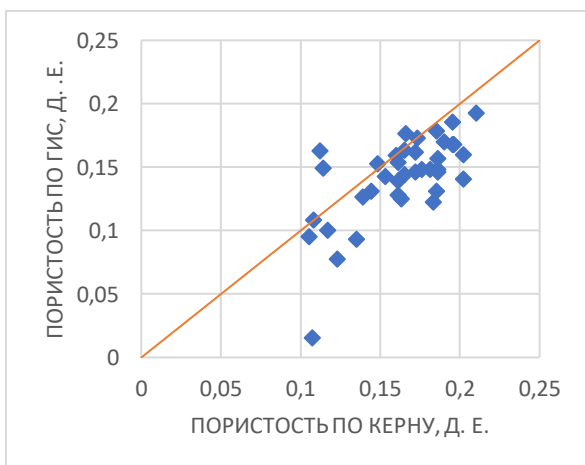


Рисунок 4.3 – Кросс-плот керновой пористости и акустической пористости с использованием расчета глинистости по ПС

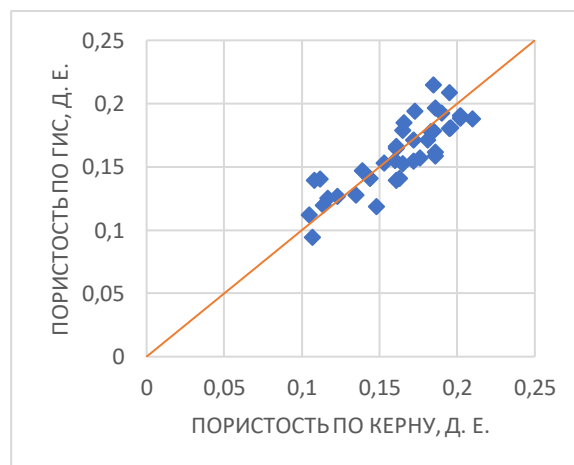


Рисунок 4.4 – Кросс-плот керновой пористости и акустической пористости с использованием расчета глинистости по формуле Штайбера

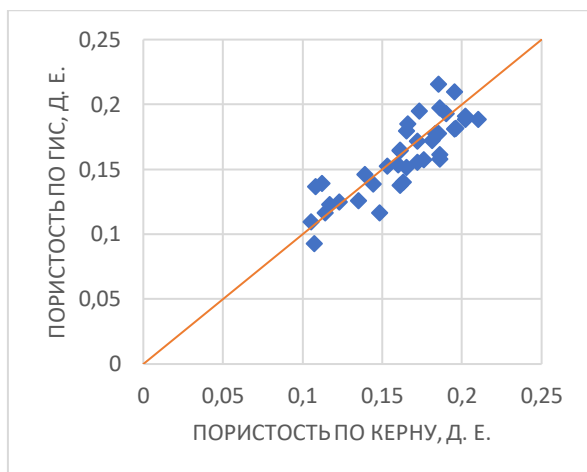


Рисунок 4.5 – Кросс-плот керновой  
пористости и акустической  
пористости с использованием  
расчета глинистости по уравнению  
Ларионова

## 4.2. Анализ расчета пористости

Расчет эффективной пористости производился с помощью двух видов ГИС акустического и нейтронного гамма каротажей. Во всех опорных скважинах месторождения акустический каротаж показал более высокий коэффициент корреляции.

Для расчета общей пористости по акустическому и нейтронному гамма каротажу были применены три варианта расчета. Следующие формулы были использованы для интерпретации:

1. Формула Вилли:

$$\varphi_t = \frac{t - t_{ma}}{t_f - t_{ma}} \quad (2)$$

где  $t$  – показание акустического зонда по времени пробега продольной волны через породу;

$t_{ma}$  – значение пробега продольной волны по скелету песчаника;

$t_f$  – значение пробега продольной волны по буровому раствору.

2. Формула Раймера-Ханта-Гарднера:

$$\varphi_t = -\left(\left(\frac{t_{ma}}{2 \cdot t_f}\right) - 1\right) - \sqrt{\left(\left(\left(\frac{t_{ma}}{2 \cdot t_f}\right) - 1\right)^2 + \left(\frac{t_{ma}}{t}\right) - 1\right)} \quad (3)$$

3. Формула нормализации нейтронного гамма каротажа с учетом объемной глинистости отдельно для каждой скважины. Калибровочные формула приведены в Таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Формулы для нормализации значений нейтронного гамма каротажа

Скважина	Формула для нормализации нейтронного гамма каротажа
K8	$0,706 - 0,296 \cdot \text{NGK}^*$
K1	$0,944 - 0,421 \cdot \text{NGK}^*$
K31	$1,251 - 0,612 \cdot \text{NGK}^*$
K32	$0,901 - 0,446 \cdot \text{NGK}^*$
K23	$0,763 - 0,356 \cdot \text{NGK}^*$
K37	$0,752 - 0,321 \cdot \text{NGK}^*$
K9	$1,073 - 0,543 \cdot \text{NGK}^*$
K20	$0,878 - 0,418 \cdot \text{NGK}^*$
*NGK – показания нейтронного гамма каротажа	

Эффективная пористость была вычислена учетом просчитанной глинистости по формулам:

1. Для акустического каротажа (уравнение Вилли):

$$\varphi_e = \varphi_t - \frac{t_{sh} - t_{ma}}{t_f - t_{ma}} \quad (4)$$

где  $t_{sh}$  – значение пробега продольной волны по глинам.



2. Для интерпретации акустического каротажа методом Раймера-Ханта-Гарднера, введением поправки показания акустического зонда на глинистость:

$$\varphi_e = -\left(\left(\frac{t_{ma}}{2 \cdot t_f}\right) - 1\right) - \sqrt{\left(\left(\left(\frac{t_{ma}}{2 \cdot t_f}\right) - 1\right)^2 + \left(\frac{t_{ma}}{t_{cc}}\right) - 1\right)} \quad (5)$$

$$t_{cc} = t - V_{sh} \cdot (t_{sh} - t_{ma}) \quad (6)$$

где  $t_{cc}$  – значение пробега продольной волны с поправкой на глинистость.

3. Для нейтронного гамма каротажа

$$\varphi_e = \varphi_t - V_{sh} \cdot \varphi_{sh} \quad (7)$$

где  $V_{sh}$  – значение объемной глинистости;

$\varphi_{sh}$  – значение общей пористости для глин.

Результаты вычисленных моделей расчета пористости в виде графиков зависимости керновая пористость – пористость по ГИС показаны на примере скважины К1 на Рисунках 4.6-4.7. Наиболее высокую степень корреляции во всех опорных скважинах месторождения показал метод интерпретации акустического каротажа по формуле Вилли.

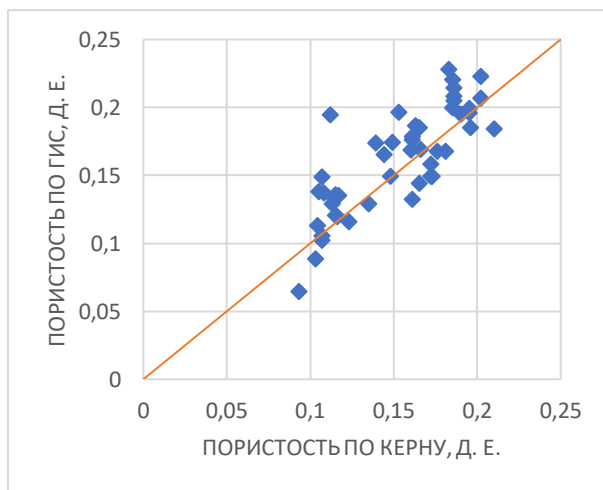


Рисунок 4.6 – Кросс-плот пористости по керну к пористости по нейтронному гамма-каротажу, для скважины К1

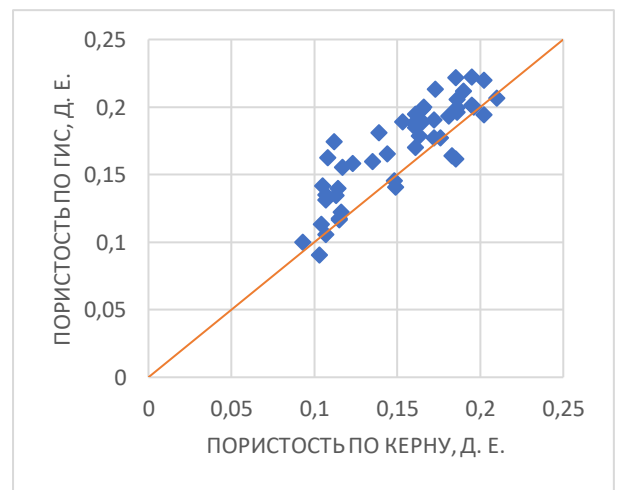


Рисунок 4.7 – Кросс-плот пористости по керну к акустической пористости, просчитанной по уравнению Раймера-Ханта-Гарднера, для скважины К1

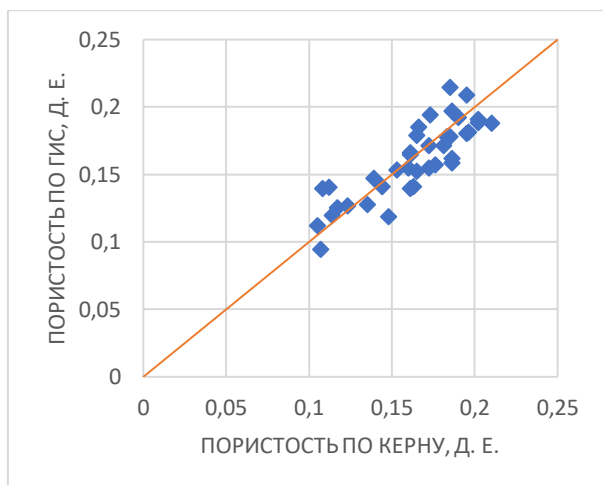


Рисунок 4.8 – Кросс-плот пористости по керну к акустической пористости, просчитанной по уравнению Вилли, для скважины К1

### 4.3. Анализ расчета проницаемости

Проницаемость была рассчитана с помощью уравнения зависимости керновых значений пористости и натурального логарифма от проницаемости. Достоверность результатов проверялась так же, как и для пористости с помощью построения графика зависимости керновой проницаемости к проницаемости, полученной от пористости по ГИС.

Уравнение, полученное от корреляционной связи, керновая пористость – керновая проницаемость показано на Рисунке 4.9. Оно проявило низкую степень эффективности по результатам интерпретации.

В втором случае была взята уравнение зависимости было взято для каждой фациальной зоны отдельно. Коэффициент корреляции проницаемости, определенной с использованием этого уравнения, оказался очень низким для большинства скважин.

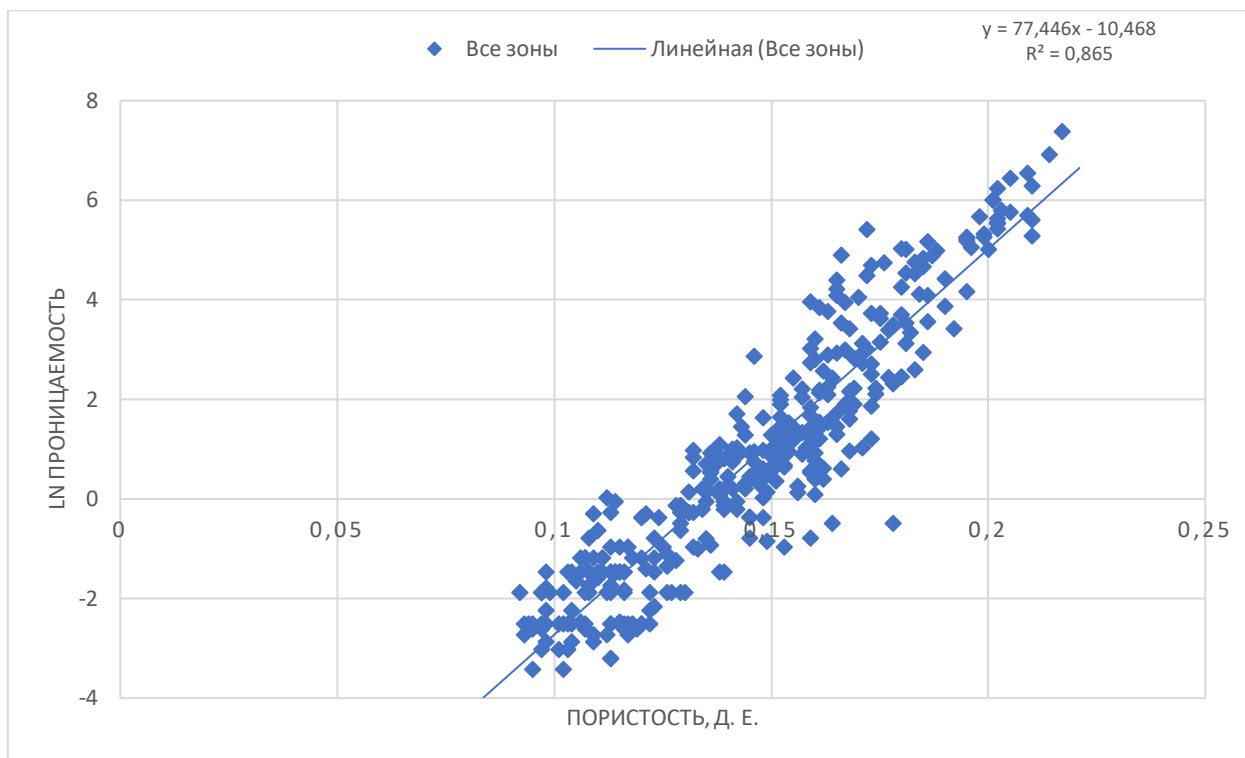


Рисунок 4.9 – Общая, для всего месторождения, зависимость керновая пористость-керновая проницаемость

Третий способ заключался в расчленении пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> на основе типа глинистости и проявления сидеритизации. Данный способ показал наиболее высокую степень достоверности результатов.

#### *1 и 4 литофации*

Литофации 1 и 4 было принято объединить из-за малого количества данных лабораторных исследований керна в 4 зоне и сходного состава глинистого материала в подошвенной части 1 зоны и всей вертикали пласта в 4 зоне. Общая для литофации зависимость керновая пористость – керновая проницаемость представлена на Рисунке 4.10.

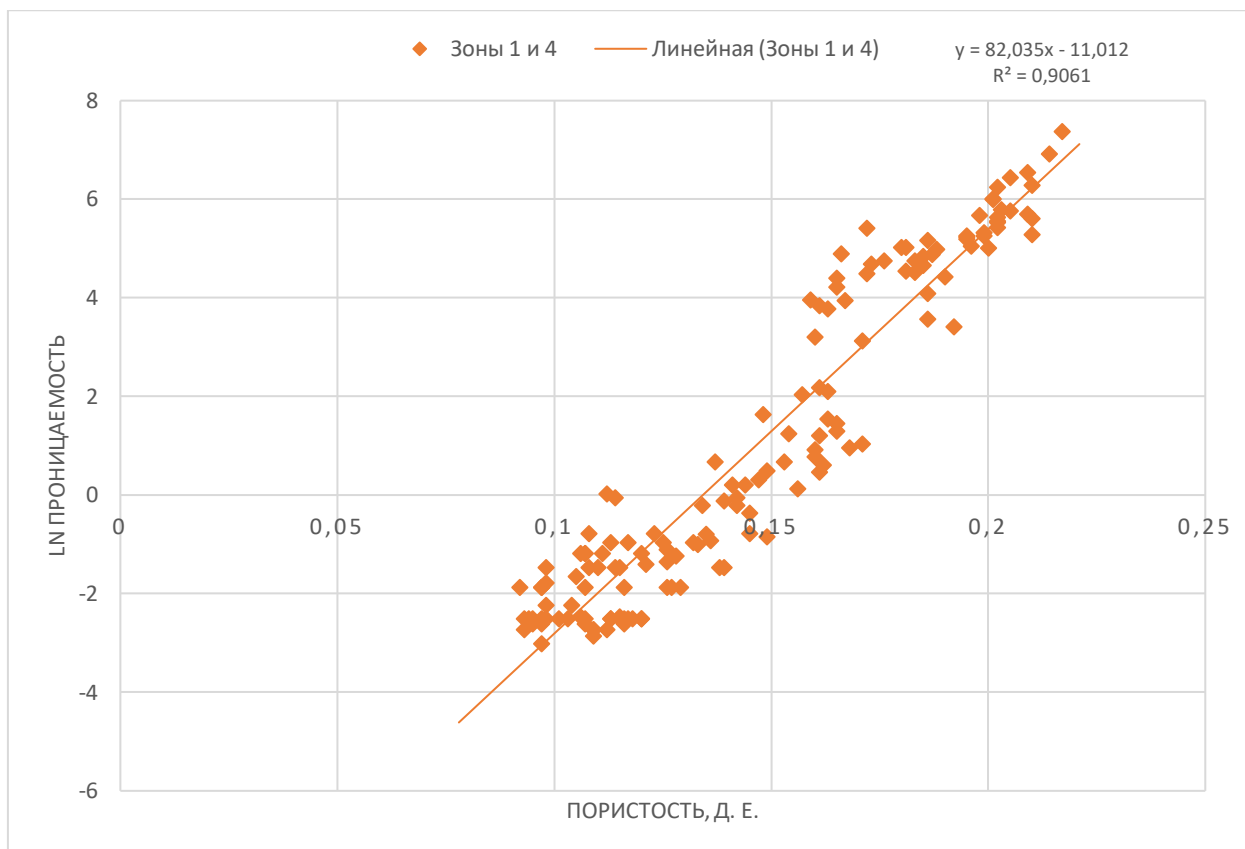


Рисунок 4.10 – Общая, для 1 и 4 литофации, зависимость керновая пористость-керновая проницаемость

По составу глинистого материала литофация 1а и 1б разделилась на 3 пропластка с разным трендом зависимости керновой проницаемости от керновой пористости. Результаты данного разделения показаны на Рисунке 4.11.

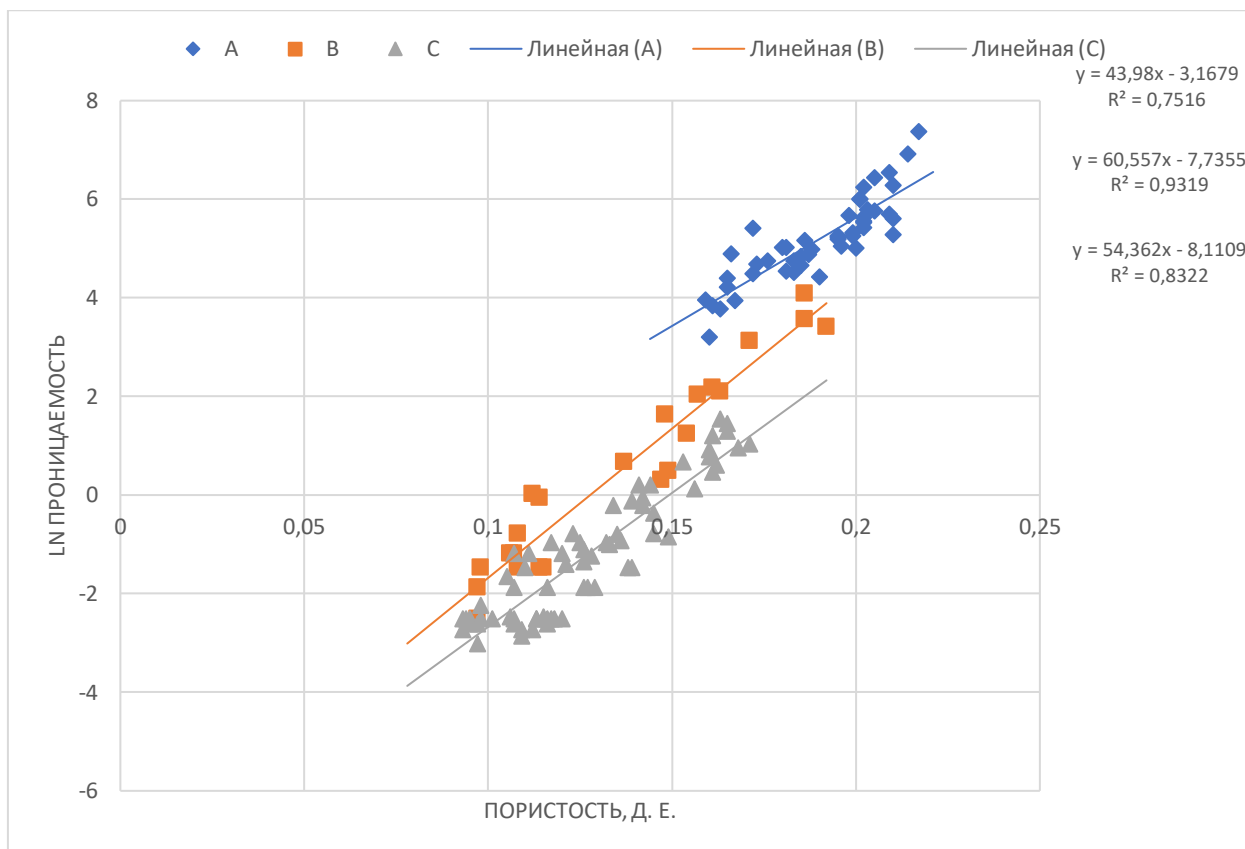


Рисунок 4.11 – Зависимость керновая пористость-керновая проницаемость для пачек А, В и С литофациальных зон 1 и 4.

## 2 литофация

Изначальная зависимость керновая проницаемость – керновая пористость для всей зоны 2 показан на Рисунке 4.12. Результаты построения кросс-плотов проницаемость по керну – проницаемость по ГИС дали низкие значения корреляции.

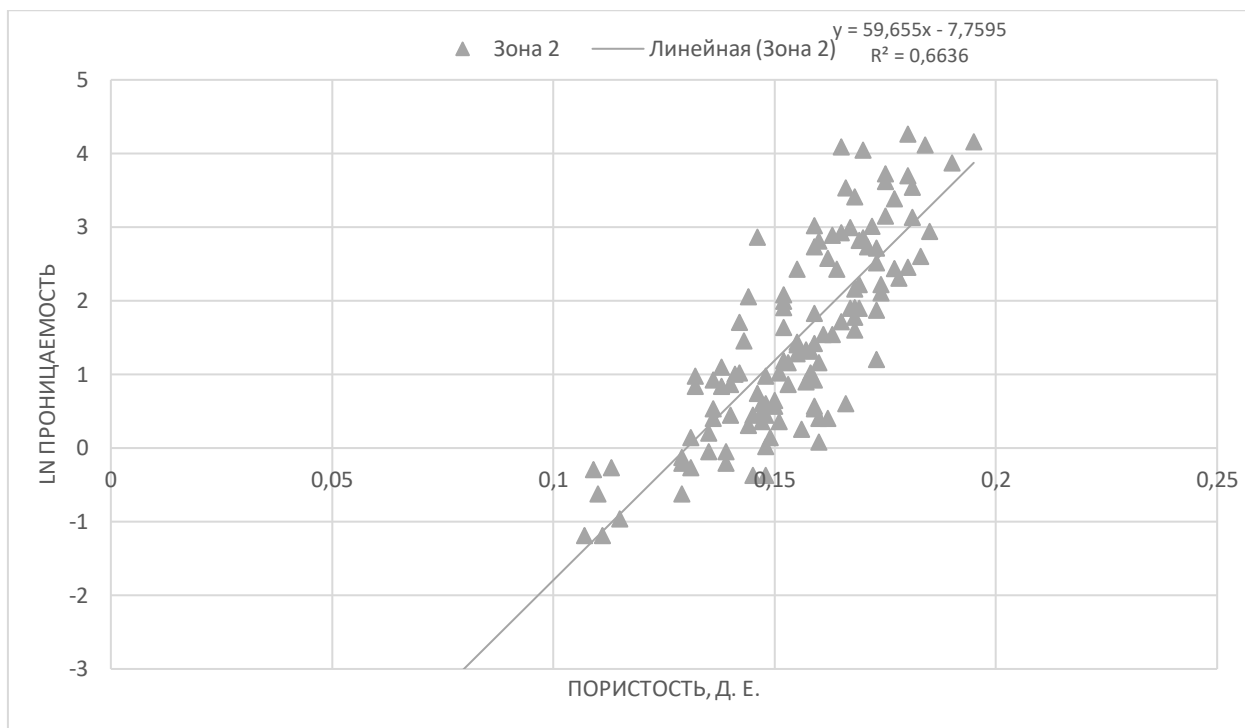


Рисунок 4.12 – Общая, для 2 фации, зависимость ядерная пористость-ядерная проницаемость

Учет минерального состава позволил построить зависимость по типу глинистого цемента и сидеритизации. Кросс-плоты, полученные по этим зависимостям, дали относительно высокие коэффициенты корреляции. Зависимость для этого случая представлена на Рисунке 4.13.

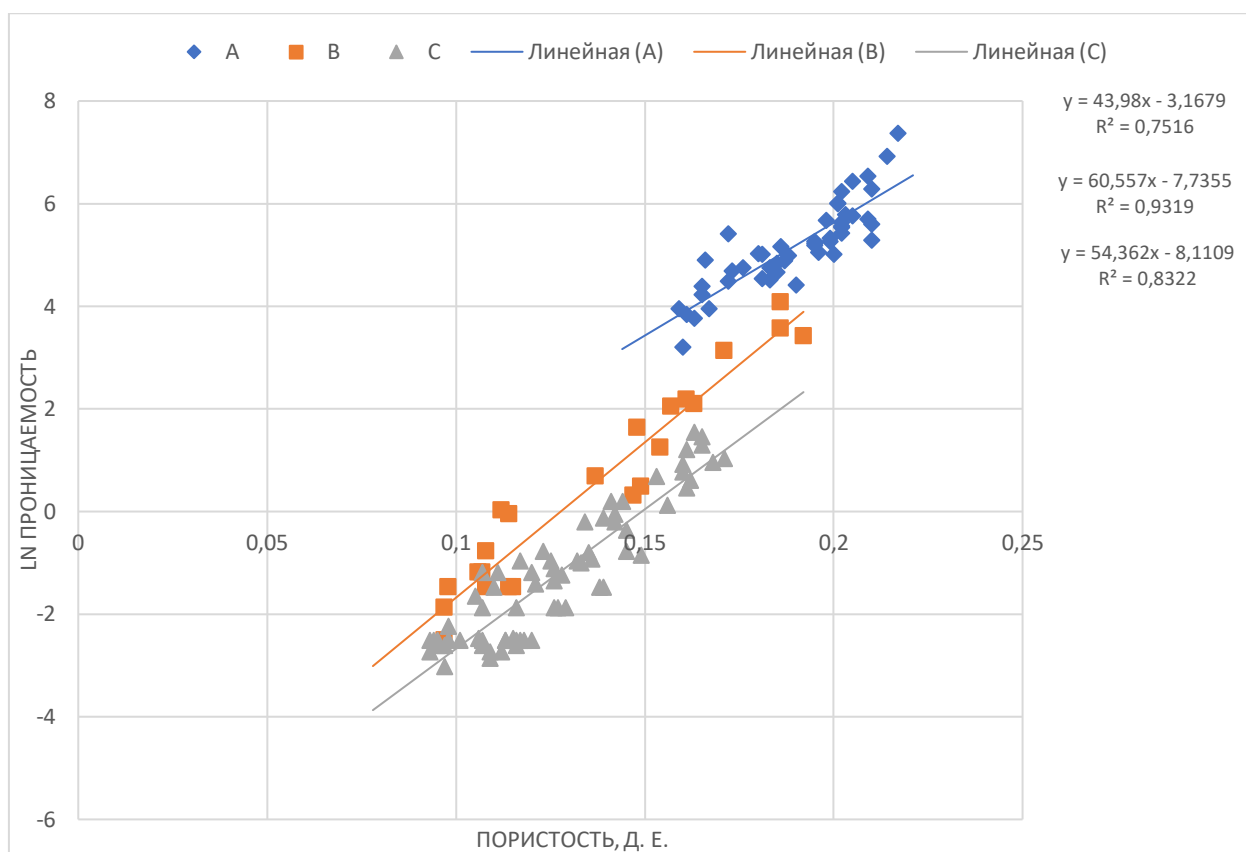


Рисунок 4.13 – Зависимость керна пористость-керновая проницаемость для пачек А, В и С литофациальной зоны 2

### 3 литофация

Общая зависимость керна проницаемости к керна пористости для 3 зоны показана на Рисунке 4.14. Зависимость данной литофации в пределах этих двух скважин представляет собой выраженную линейную зависимость в большинстве точек керна и побочное ответвление с ухудшенными ФЕС.

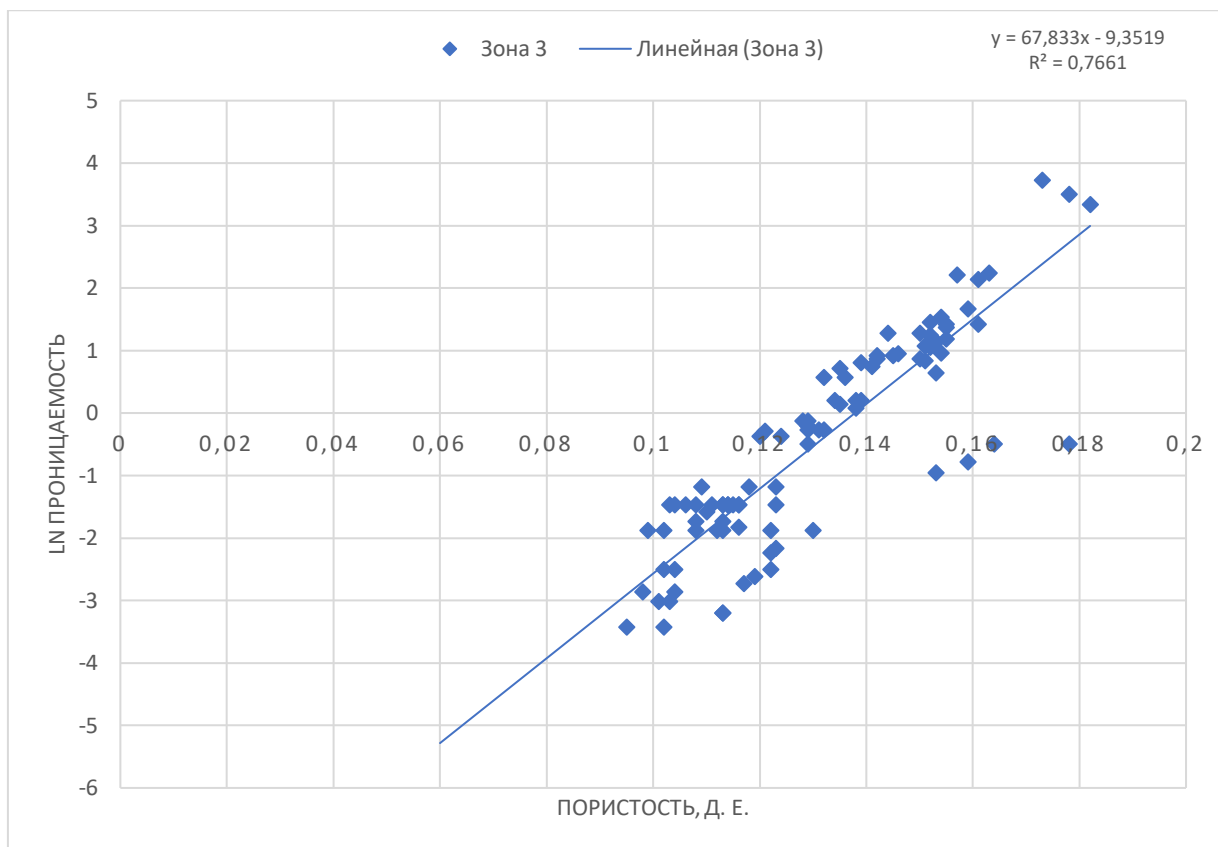


Рисунок 4.14 – Общая, для 3 фации, зависимость пористость-керновая пористость-керновая проницаемость

Результат расчленения в зоне 3 представлен на Рисунке 4.15. Так как глинистый материал принадлежит к смешанному типу по данным состава глин К9 скважины, разница в зависимости обусловлена сидеритизацией подошвенной части пласта.



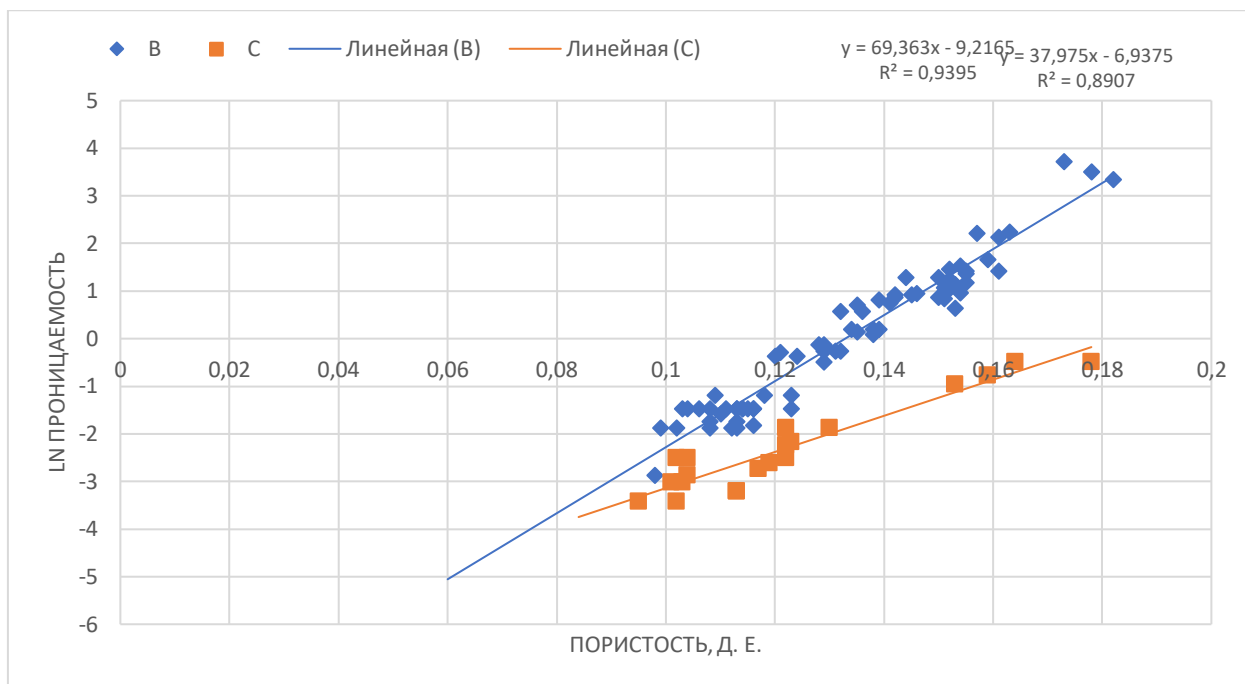


Рисунок 4.15 – Зависимость керновая пористость-керновая проницаемость для пачек В и С литофациальной зоны 3

В качестве примера приводится кросс-плот керновой проницаемости и проницаемости по ГИС по скважине К9 для всех трех вариантов расчета на Рисунках 4.17-4.19.

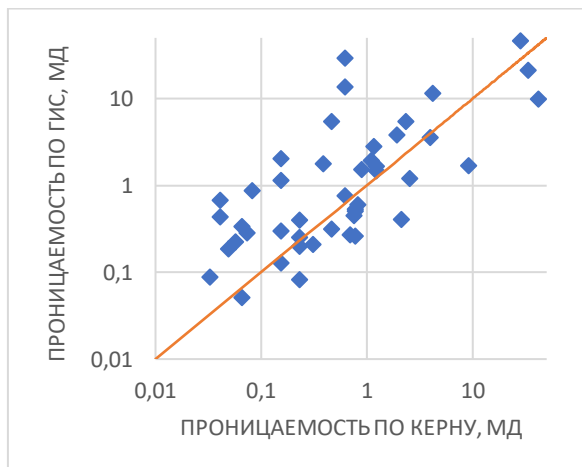


Рисунок 4.17 – Корреляционная зависимость проницаемости по керну и проницаемости полученной по ГИС через общее уравнение

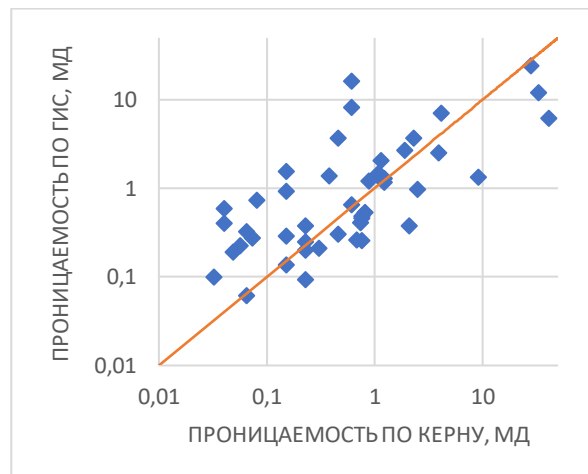


Рисунок 4.18 – Корреляционная зависимость проницаемости по керну и проницаемости полученной по ГИС через общее уравнение для литофациальной зоны 3

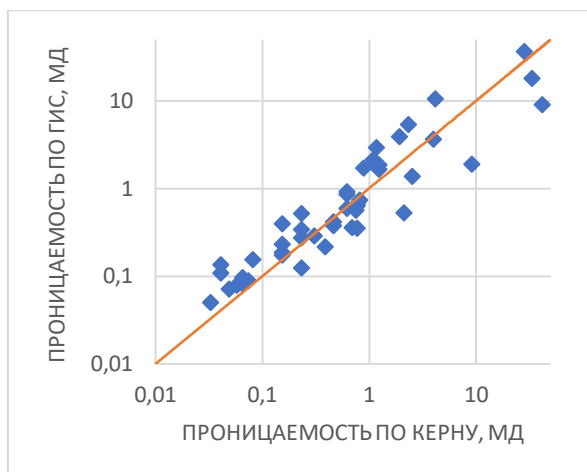


Рисунок 4.19 – Корреляционная зависимость проницаемости по керну и проницаемости полученной по ГИС через общее уравнение для литофациальной зоны 3 для каждой пачки отдельно

#### 4.4. Анализ расчета водонасыщенности

Водонасыщенность рассчитывалась по четырем следующим моделям расчета:

1. Модель расчета по уравнению Арчи-Дахнова, применяется для определения в чистых слабо заглинизированных песчаниках;
2. Модель расчета по уравнению Симанду, для определения водонасыщенности для песчаников с рассеянным типом глинистости;
3. Расчет по «Индонезийской» формуле определения водонасыщенности в песчаниках с рассеянным типом глинистости;
4. Модель водонасыщенности по формуле двойной воды, применяемая для более точного определения водонасыщенности с учетом влияния глинистости.

Базовые уравнения для расчетов моделей водонасыщенности представлены ниже:

Уравнение Арчи-Дахнова

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a \cdot b}{\varphi^m} \cdot \frac{R_w}{R_t}} \quad (8)$$

где  $a$  – константа, определяющая геометрическое строение порового пространства

$b$  – константа, определяющая геометрическое строение порового пространства

$m$  – константа, определяющая характер цементации порового пространства

$n$  – константа, определяющая характер насыщения порового пространства

$R_w$  – сопротивление пластовой воды, Ом·м

$R_t$  – сопротивление горной породы, насыщенной пластовыми флюидами, Ом·м

$\varphi$  – пористость, д. е.

Уравнение Симанду

$$S_w = \frac{a \cdot b \cdot R_w}{2 \cdot \varphi^m} \left( \left( -\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right) + \sqrt{\left( \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2 + \frac{4 \cdot \varphi^m}{a \cdot b \cdot R_t \cdot R_w}} \right) \quad (9)$$

где  $R_{sh}$  – сопротивление в глинах, Ом·м

«Индонезийское» уравнение

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{1}{\left( \left( \frac{\frac{m}{\varphi^2}}{\sqrt{a \cdot b \cdot R_w}} \right) + \left( \frac{V_{sh} \left( 1 - \frac{V_{sh}}{2} \right)}{\sqrt{R_{sh}}} \right) \right)} \cdot \sqrt{R_t}} \quad (10)$$

Уравнение Двойной воды

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{R_w \cdot \frac{m}{\varphi_t^m} \cdot (Q_{vn} \cdot R_w + (1 - Q_{vn}) \cdot R_w)}{R_t}} \quad (11)$$

Формула для нахождения нормализованной емкости катионного обмена

$$Q_{vn} = \frac{V_{sh} \cdot \varphi_{tsh}}{\varphi_t} \quad (12)$$

Расчеты выполненные с помощью общих коэффициентов Арчи для всех моделей дали очень низкие значения корреляции с керновой остаточной водонасыщенностью. При испытании пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> в разрезе скважины К32 получен приток чистой воды, поэтому предполагается расположение скважины ниже локальной зоны ВНК.

#### *Подзона 1а*

Так как коэффициенты Арчи различаются для подзон 1а и 1б произведение расчетов принято делать для каждой подзоны отдельно. Для опорной скважины К8 данной подзоны коэффициенты Арчи определены по данным лабораторных анализов керна для этой скважины. Модель двойной воды показала наиболее высокую степень корреляции.

#### *Подзона 1б*

Для опорной скважины данной подзоны были применены общие константы Арчи для смежных скважин (К56, К62, К59).

#### *Подзона 1в*

В пределах подзоны результаты электрометрических исследований керна отсутствуют. Для опорной скважины данной зоны было рассмотрено несколько моделей коэффициентов Арчи, коэффициенты Арчи для соседних литофациальных зон 1а, 1б и 3. Приемлемый коэффициент корреляции был достигнут в случае с коэффициентами Арчи с двух литофациальных зон (константа «п» с 1 литофациальной зоны и остальными коэффициентами с 3 литофациальной зоны).

#### *Зона 2*

Опорные скважины данной зоны были интерпретированы с помощью констант Арчи, полученных по керновым данным скважины К23. Корреляции с помощью данных констант продемонстрировало высокую степень сходимости результатов интерпретации ГИС и керна. Наиболее корректные результаты расчета были получены для с помощью уравнения Двойной воды, при этом уравнение Арчи-Дахнова имело невысокое отклонение по коэффициенту корреляции.

### Зона 3

Литофациальная зона 3 представленная опорными скважинами К37 и К9. Скважина К9 при испытании получила приток чистой пластовой воды, поэтому не рассматривается при определении водонасыщенности. К скважине К37 были применены коэффициенты Арчи с соседней скважины К18, находящейся в той же литолого-фациальной зоне.

В качестве примера применения моделей расчета водонасыщенности на рисунках 4.20-4.25 приведены результаты расчета водонасыщенности по скважине К1.

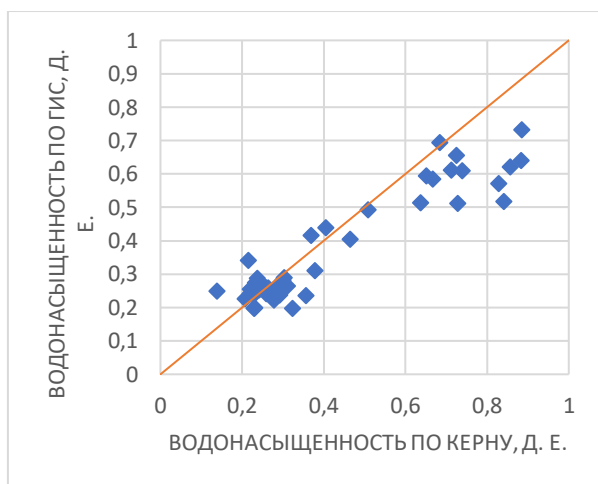


Рисунок 4.20 – Корреляционная зависимость остаточной водонасыщенности по керну и расчетной по модели Арчи-Дахнова с общими для всего месторождения коэффициентами Арчи

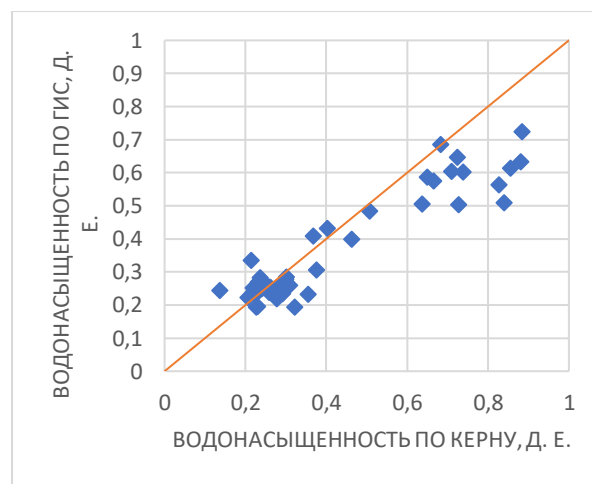


Рисунок 4.21 – Корреляционная зависимость остаточной водонасыщенности по керну и расчетной по модели Арчи-Дахнова с общими для фациальной зоны 1 коэффициентами Арчи

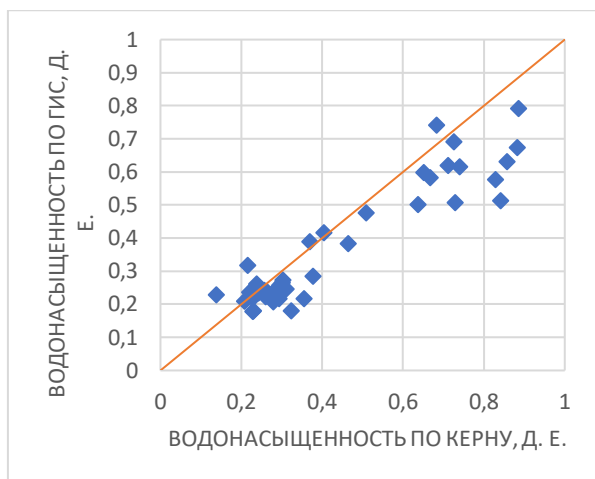


Рисунок 4.22 – Корреляционная зависимость остаточной водонасыщенности по керну и расчетной по модели Арчи-Дахнова с общими для фациальной подзоны 16 коэффициентами Арчи

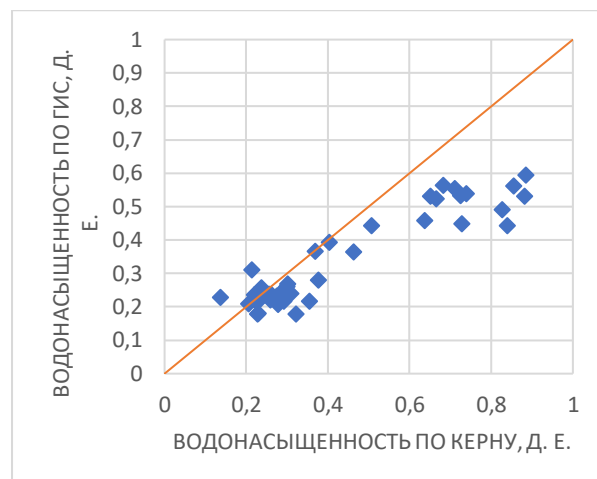


Рисунок 4.23 – Корреляционная зависимость остаточной водонасыщенности по керну и расчетной по модели Индонезийской модели с общими для фациальной подзоны 16 коэффициентами Арчи

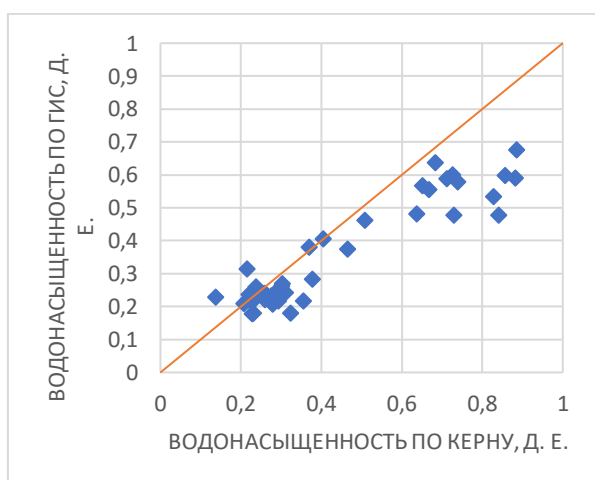


Рисунок 4.24 – Корреляционная зависимость остаточной водонасыщенности по керну и расчетной по модели Симанду с общими для фациальной подзоны 16 коэффициентами Арчи

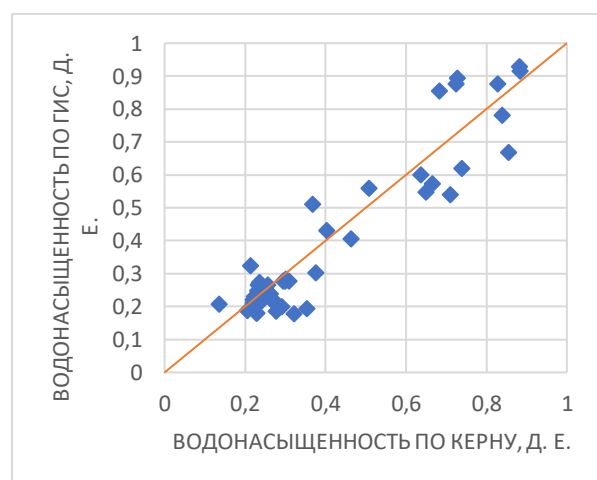


Рисунок 4.25 – Корреляционная зависимость остаточной водонасыщенности по керну и расчетной по модели Двойной воды с общими для фациальной подзоны 16 коэффициентами Арчи

#### 4.5. Общие результаты расчетов

По данным анализов расчета параметров ФЕС пласта месторождении отмечается высокая степень неоднородности пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> как в латеральном направлении так и по вертикальной зональности.

Разница в зависимостях керновая проницаемость – керновая пористость обусловлена в первую очередь разным строением главных компонентов веществ, образующих глинистый цемент, каолинита и гидрослюд, а также наличия сидеритизации зерен. Каолинит имеет относительно низкую удельную поверхность и концентрируется в виде плотных пластин. Гидрослюдистые глины напротив, обладая высокой удельной поверхностью имеют более сложную структуру и занимают значительно большее пространство. Изображения каолинита и иллита - представителей гидрослюдистых глин, представлены на Рисунках 4.26 и 4.27.

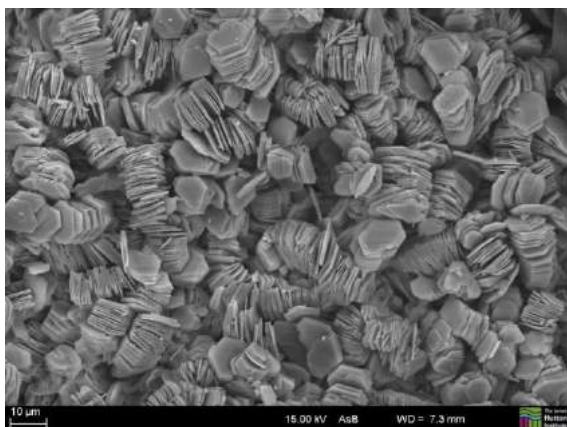


Рисунок 4.26 – Изображение каолинита под микроскопом [6]

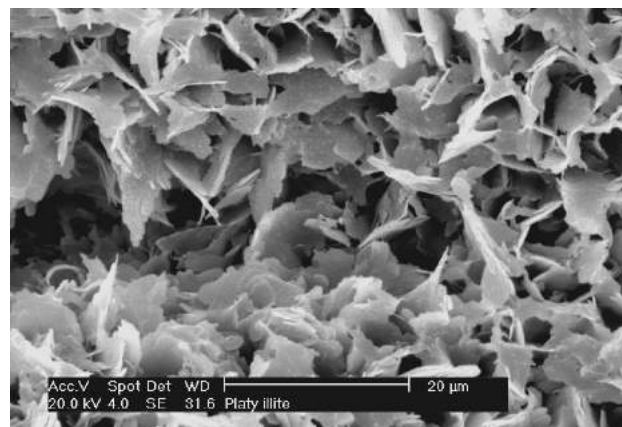


Рисунок 4.27 – Изображение иллита (гидрослюда) под микроскопом [6]

Дифференцированность разрезов литофаций на основе состава порового цемента подтверждается по данным минералогических исследований керна материала. Пример разделения разреза скважин на зоны показан на примере скважины К8 на Рисунке 4.28 зона А представлена преимущественно каолинитовым типом цемента, что является одним из ключевых факторов улучшения параметров ФЕС. Нижележащая часть пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> – зона В отличается смешанным типом цементирования, где более значительную роль

играет гидрослюдистая компонента. Подошвенная часть – зона С, выделенная с помощью зависимости керновой пористости-проницаемости выражена сидеритизацией и алевритизацией песчаника.

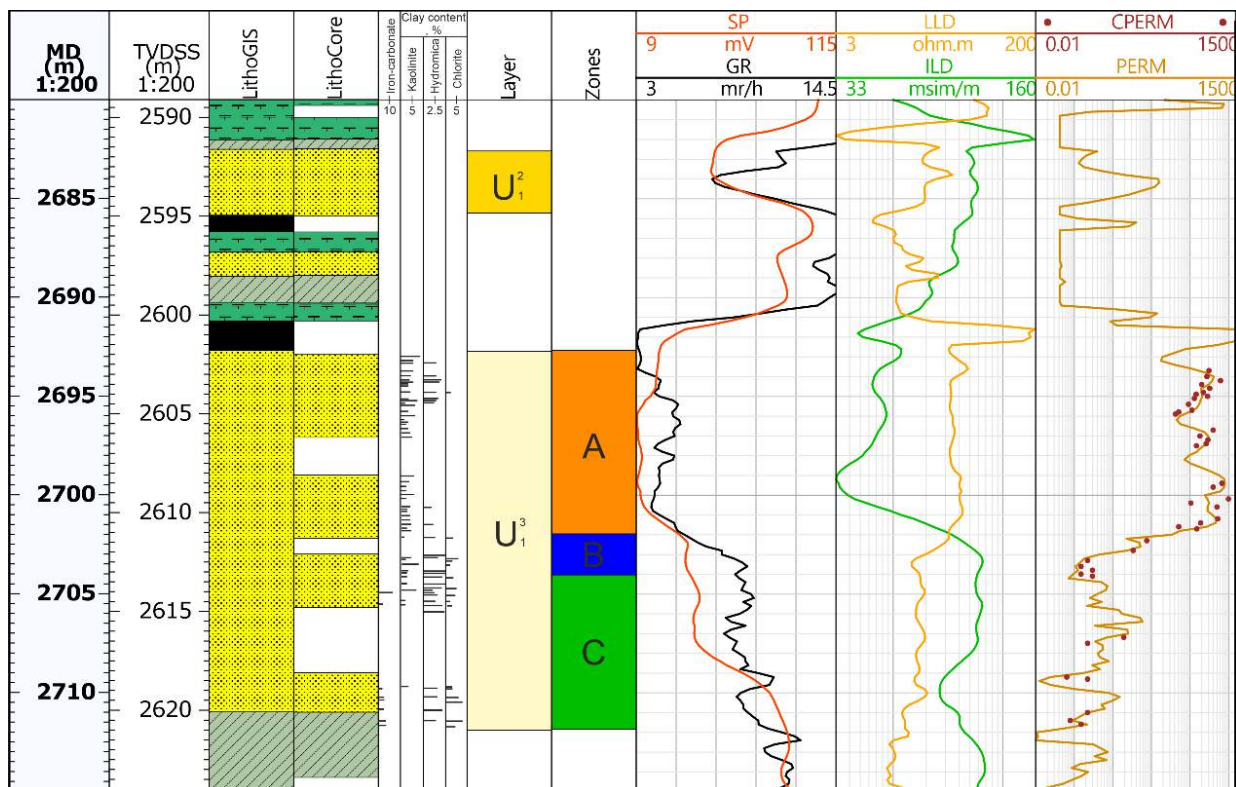


Рисунок 4.28 – Пример разделения пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> на пачки А, В и С, диагностическими для пачек А и В признаками

Вышеизложенные зоны характерны для каждой литофациальной зоны месторождения. В опорных фациальных зонах 3 и 4 отсутствует высокопроницаемая кровельная зона. Диагностическими признаками зоны – А являются низкие значения гамма-каротажа. Зона С определяется с помощью значений каротажей, замеряющих общее сопротивление породы, имеющих в данном интервале низкие значения. Применение выбранных петрофизических моделей определения ФЕС позволило получить общие характеристики ФЕС пласта в опорных скважинах, показаны в Таблице 4.2. Результаты расчетов демонстрируют наиболее высокие значения ФЕС в опорных скважинах 1а, 1б и 2 литофациальных зон.



Таблица 4.2 – результаты интерпретации опорных скважин Крапивинского месторождения

Скважина	Зона	Мощность, м	Средняя пористость, %	Средняя водонасыщенность, %	Средняя проницаемость (арифметическая), мД	Средняя проницаемость (геометрическая), мД
К8	Весь пласт	19,5	15,5	48,2	123,3	7,6
	А	4,4	19	24,9	255,37	179,98
	В	2,1	13,3	50	4,9	0,97
	С	8	11,9	74,5	0,8	0,34
К1	Весь пласт	22,4	14,1	53,8	51,85	2
	А	8,2	17,4	30,2	136,27	86,91
	В	7,1	11,9	58	0,79	0,34
	С	7,1	12,4	77,7	0,154	0,12
К32	Весь пласт	7,5	12,6	-	0,28	0,18
	В	3,5	12,2	-	0,65	0,4
	С	4	12,8	-	0,18	0,14
К31	Весь пласт	14,7	13,8	67,9	1,06	0,31
	В	5,5	16,7	41,4	3,29	2,46
	С	9,2	12,7	77,7	0,24	0,14

K9	Весъ пласт	25,6	12,6	-	3,23	0,38
	B	15,3	13,6	-	5,4	1,27
	C	10,3	11,1	-	0,12	0,07
K37	Весъ пласт	17,4	12,4	57,1	2	0,36
	B	10,3	13,7	47,8	3,28	1,3
	C	7,1	10,6	70,7	0,1	0,05
K20	Весъ пласт	17,2	15,6	42,4	4,89	2,72
	B	13	15,4	41,5	6	3,13
	C	4,2	16,1	45,3	1,46	1,31
K23	Весъ пласт	19	14,6	43	9,1	3,13
	A	6,2	16,6	32,7	23,3	18,26
	B	6,5	14,7	42	2,57	2,2
	C	6,3	12,6	54,4	1,86	0,67

Для определения распространения выделенных зон по литофациальным зонам были построены геологические разрезы (Рисунок 4.29).

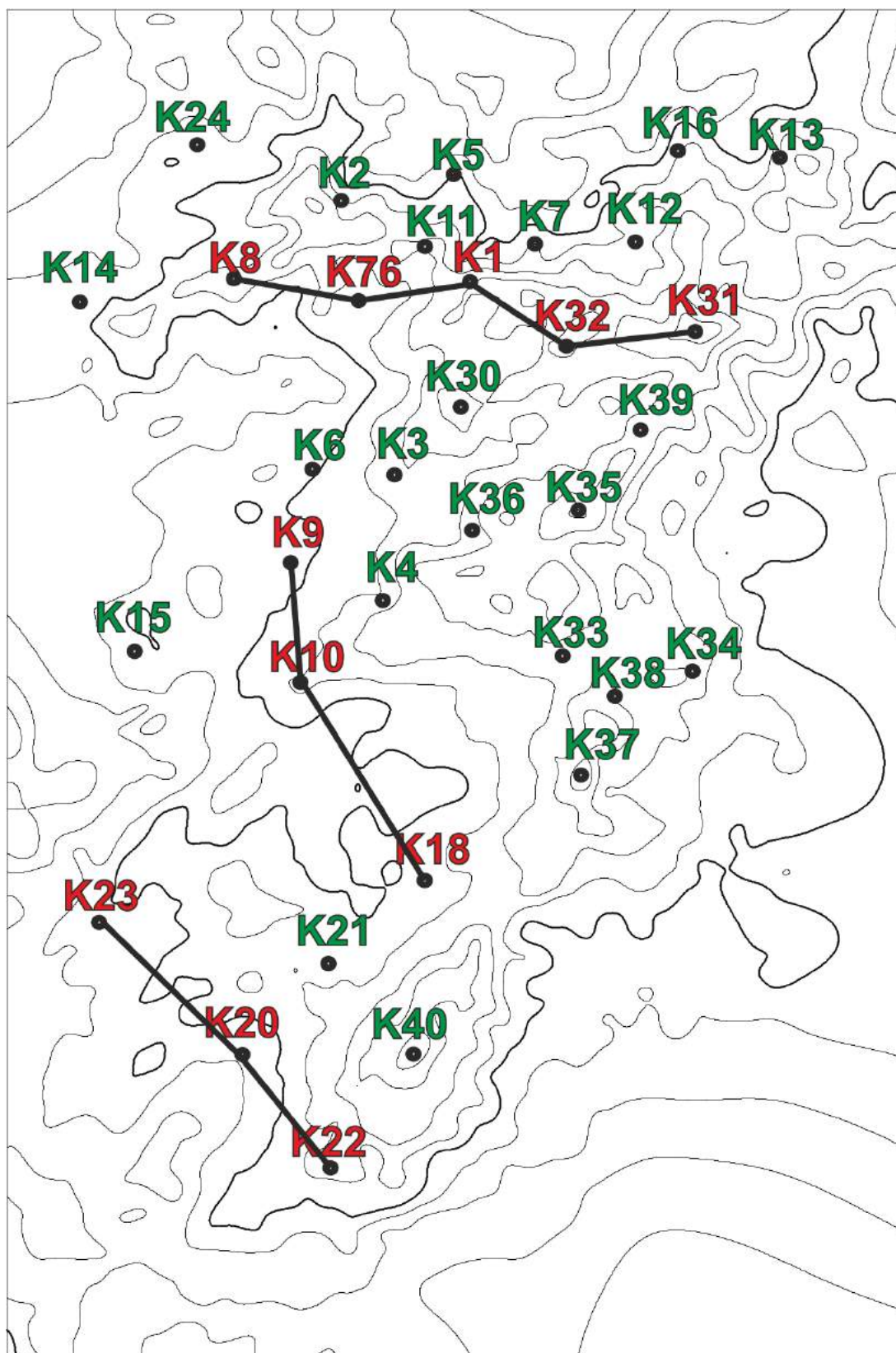


Рисунок 4.29 – Вид трех геологических разрезов на плане месторождения

Геологический разрез в литофациальных зонах 1 и 4 (Рисунок 4.30) показывает значительное присутствие зоны С и относительно небольшую мощность зоны В.

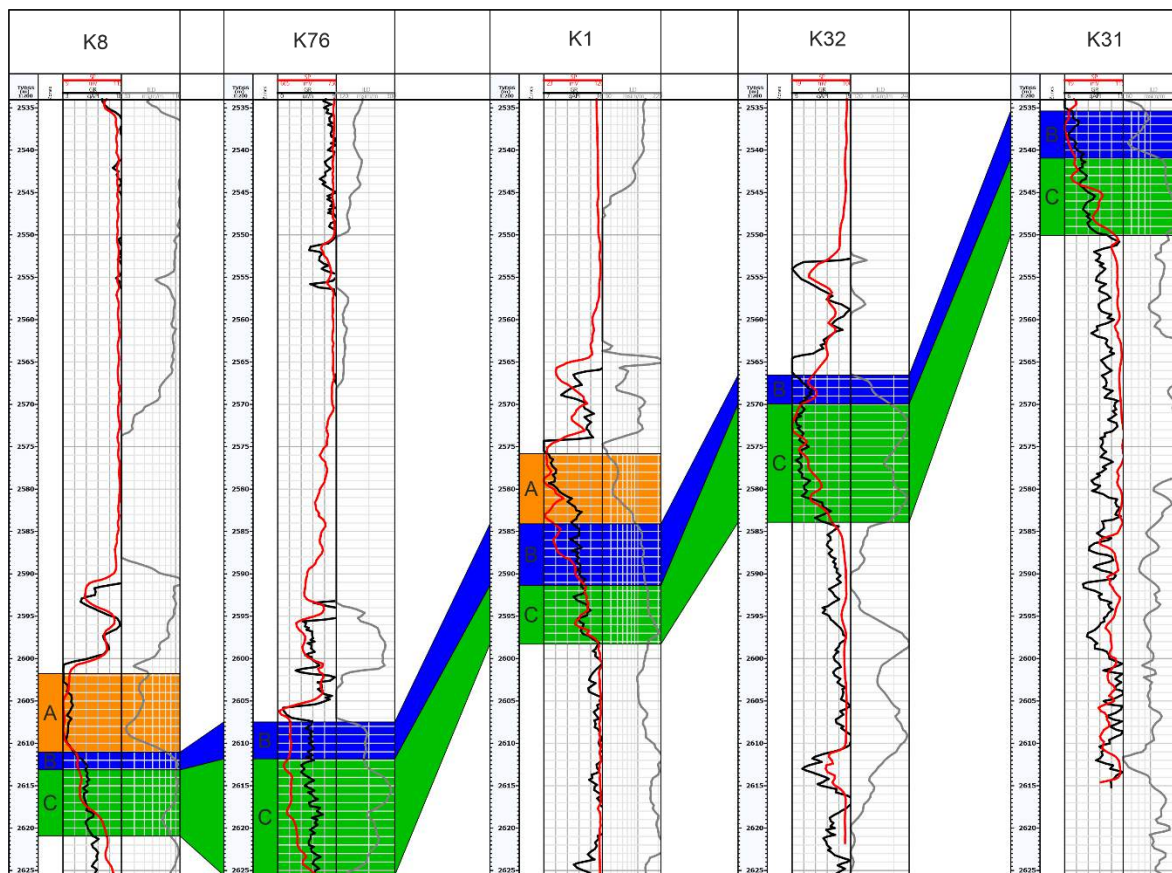


Рисунок 4.30 – Геологический разрез в литофациальных зонах 1 и 4

Литофациальная зона 2, показанная скважинами K23-K20-K22 (Рисунок 4.31), демонстрирует преобладание зоны В и развитие высокопроницаемой зоны в юго-западном направлении.

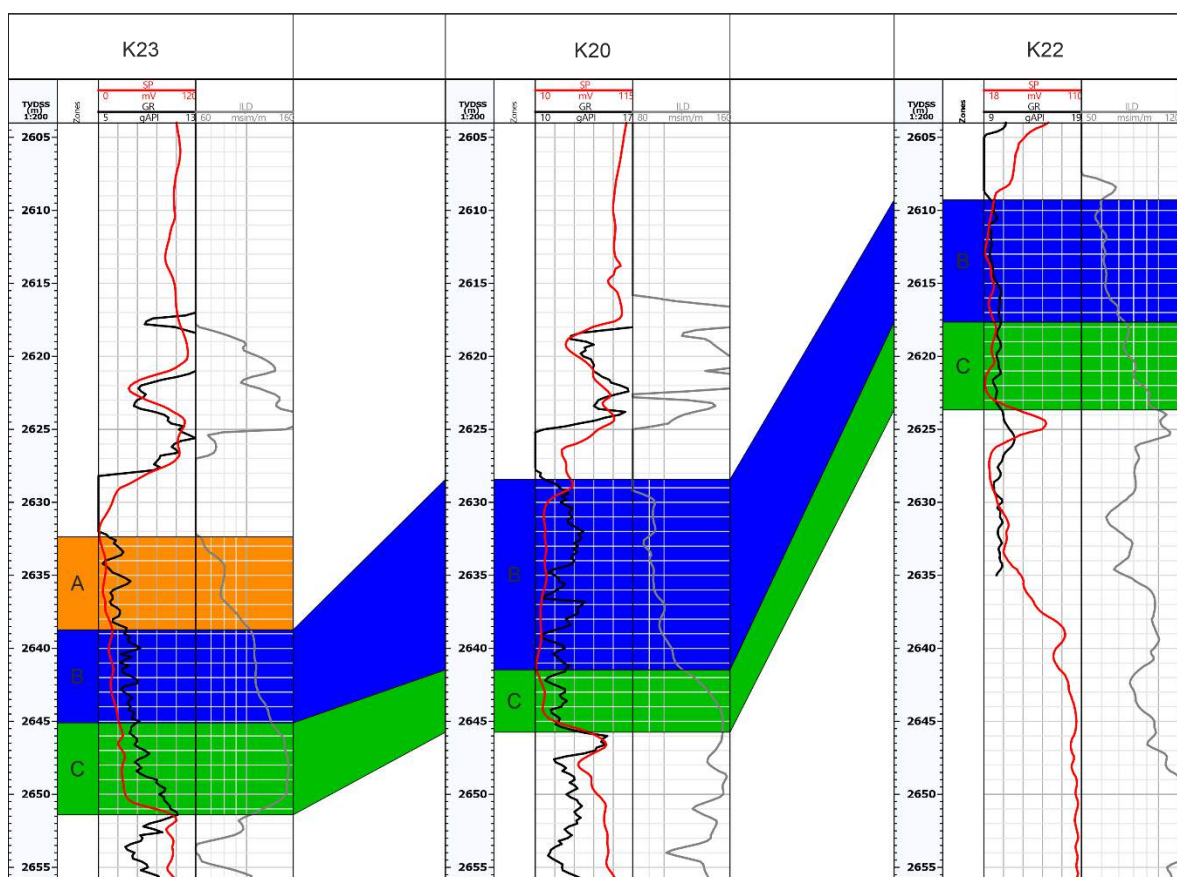


Рисунок 4.31 – Геологический разрез в литофациальной зоне 2

Литофациальная зона 3 характеризуется повышенными мощностями низкопроницаемой зоны С (Рисунок 4.32).



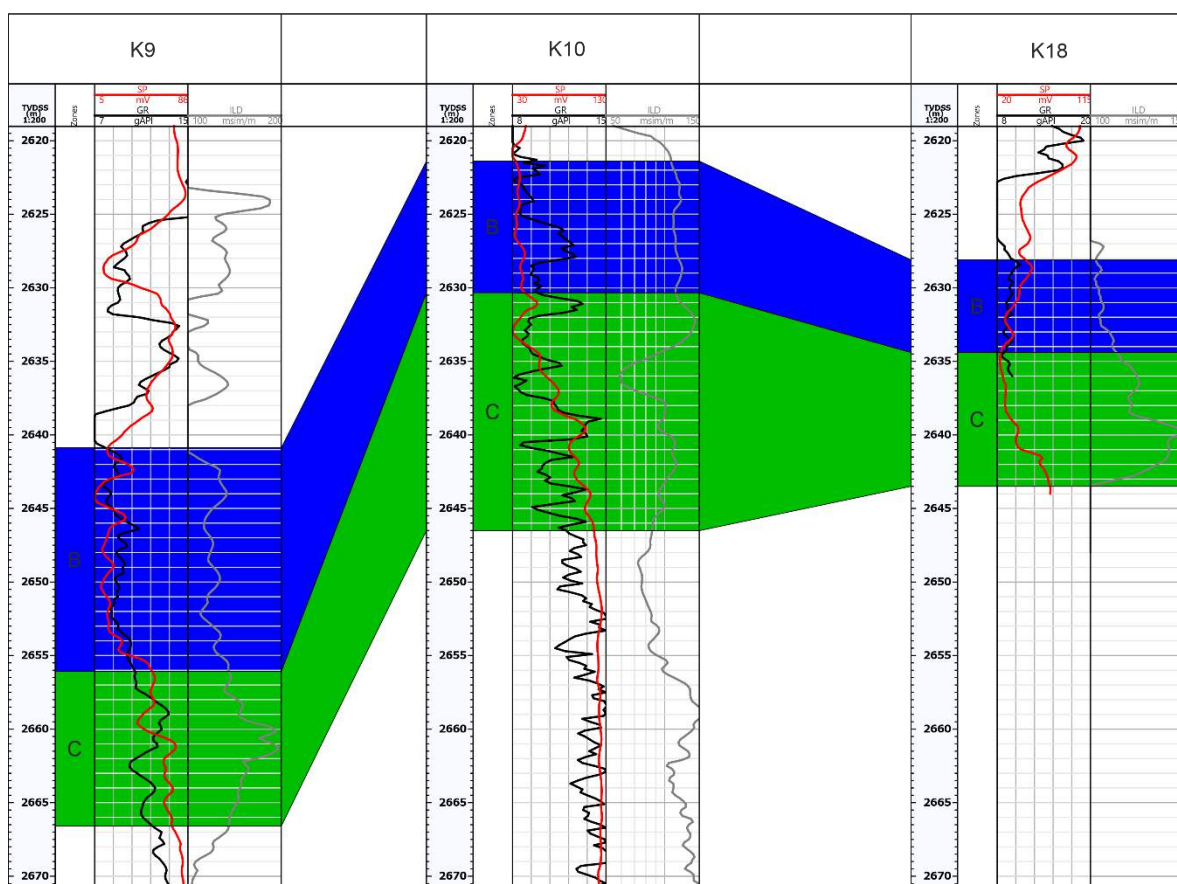


Рисунок 4.32 – Геологический разрез в литофациальной зоне 3

На основании керновых и геофизических данных скважин, при помощи диагностических признаков зон и сопоставления корреляционных зависимостей керновой пористости и проницаемости, была построена карта распространения зон ФЕС, показана на Рисунке 4.33. Распространение зон, улучшенных ФЕС в целом, соответствует карте литолого-фациальной зональности. Зона полосовидного распространения баровых построек выражается улучшенными свойствами в ее западных частях 1а и 1б, восточная часть характеризуется значительным развитием сидеритизированной зоны, как и межбаровые тела.

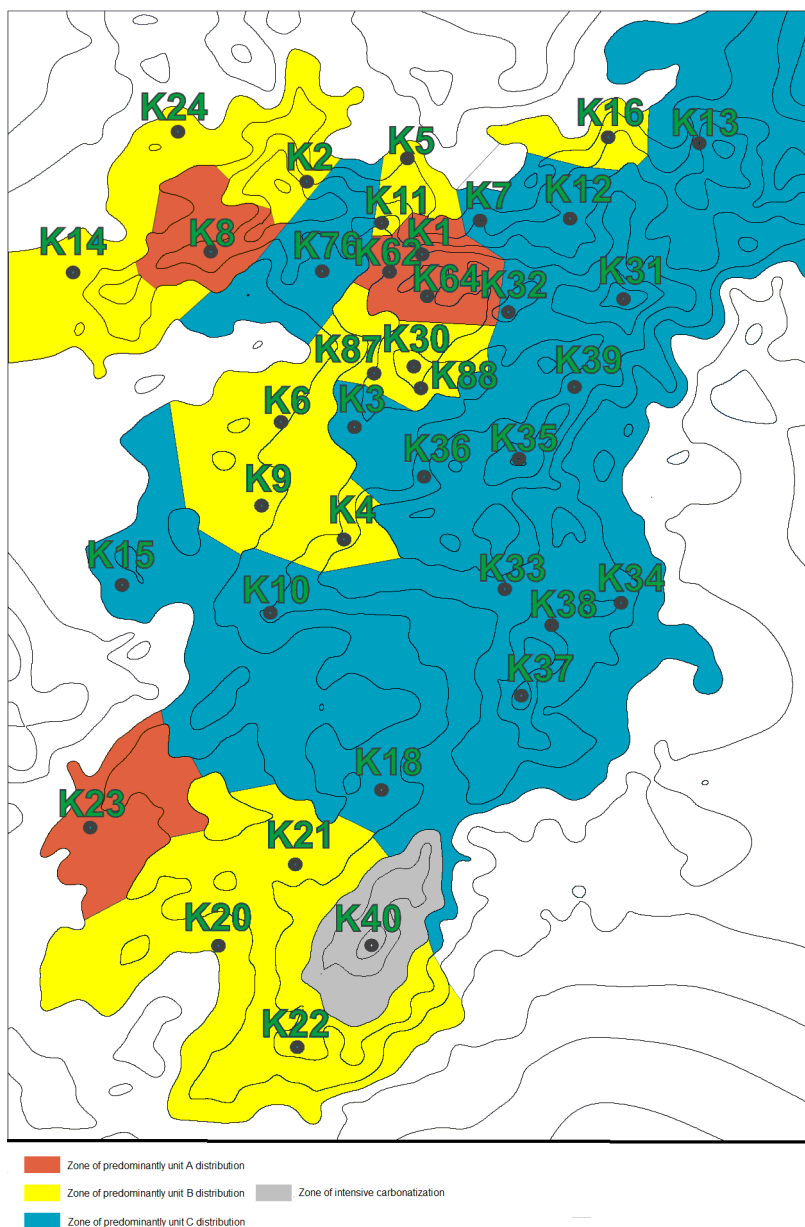


Рисунок 4.33 – Карта, отражающая преобладающую компоненту (пачку) пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>

Полученные планшеты результатов интерпретации опорных скважин представлены на Рисунках 4.34-4.41.

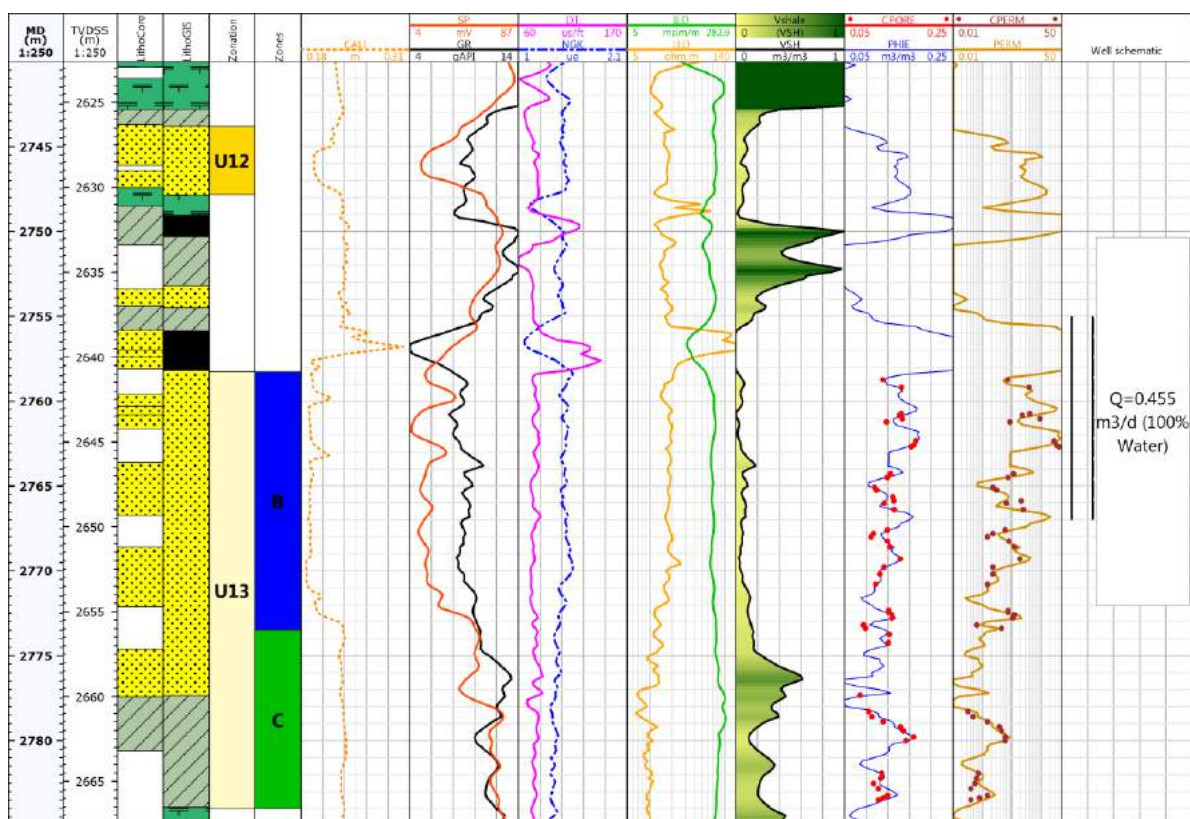


Рисунок 4.34 Петрофизический планшет с результатами интерпретации опорной скважины К9

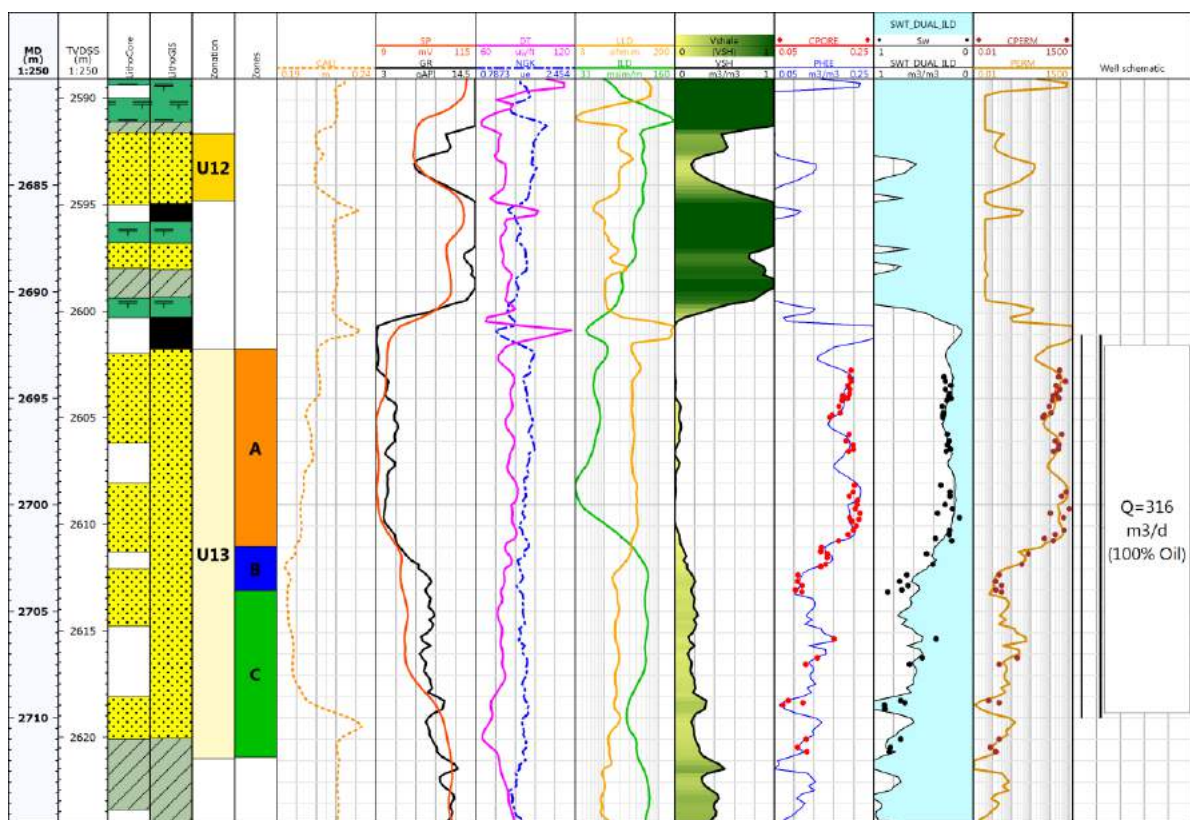


Рисунок 4.35 Петрофизический планшет с результатами интерпретации опорной скважины К8



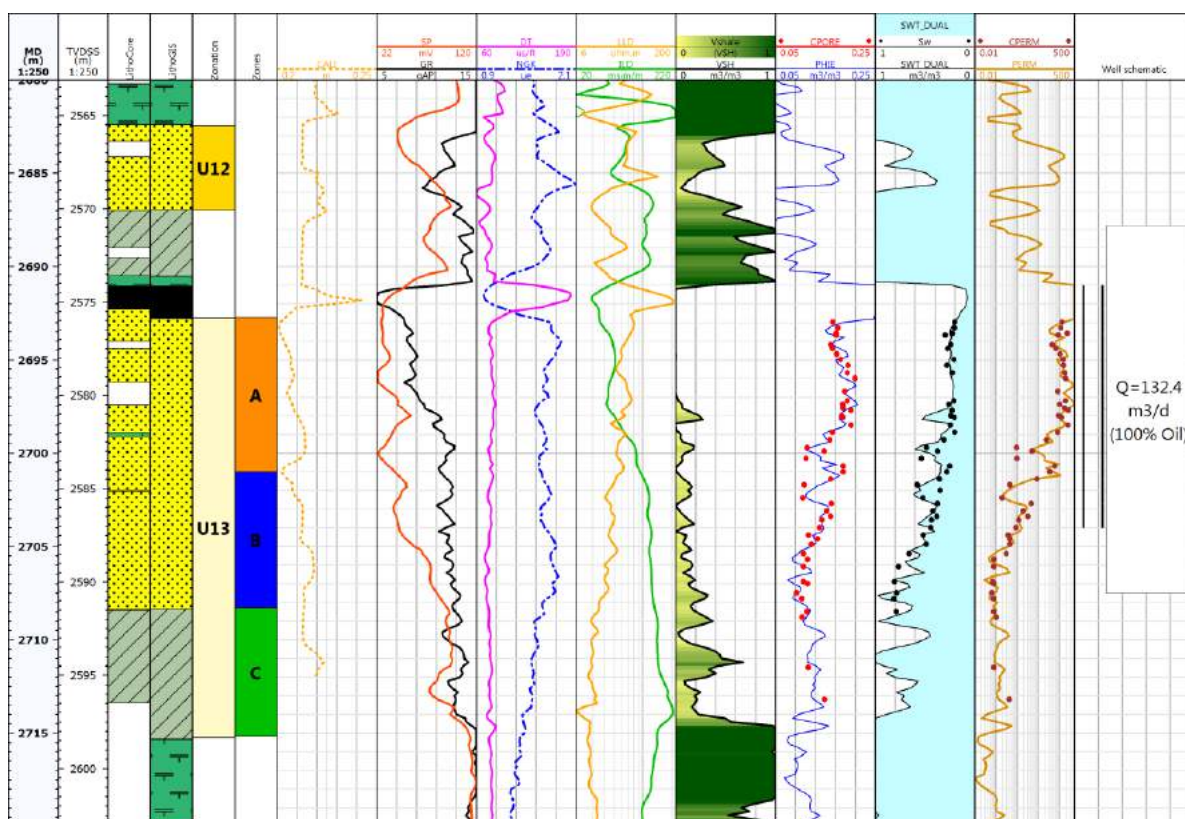


Рисунок 4.36 Петрофизический планшет с результатами интерпретации опорной скважины К1

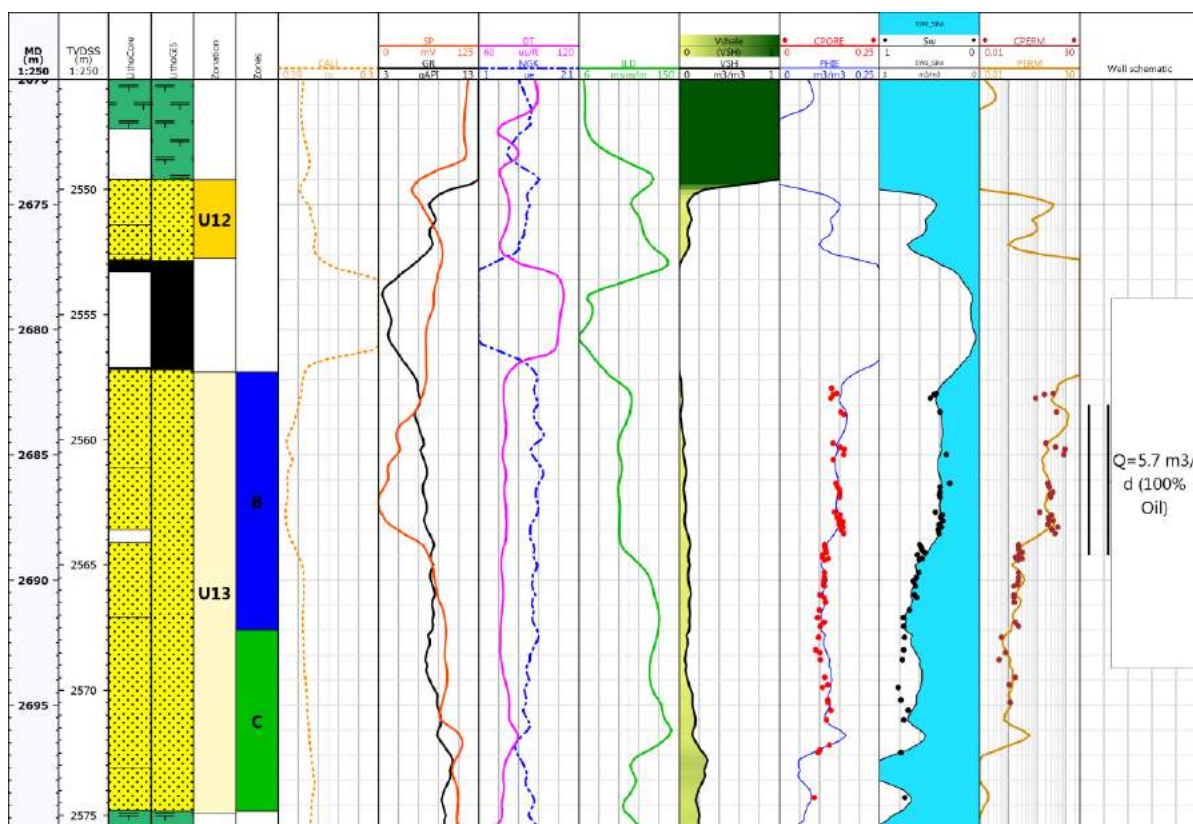


Рисунок 4.37 Петрофизический планшет с результатами интерпретации опорной скважины К31

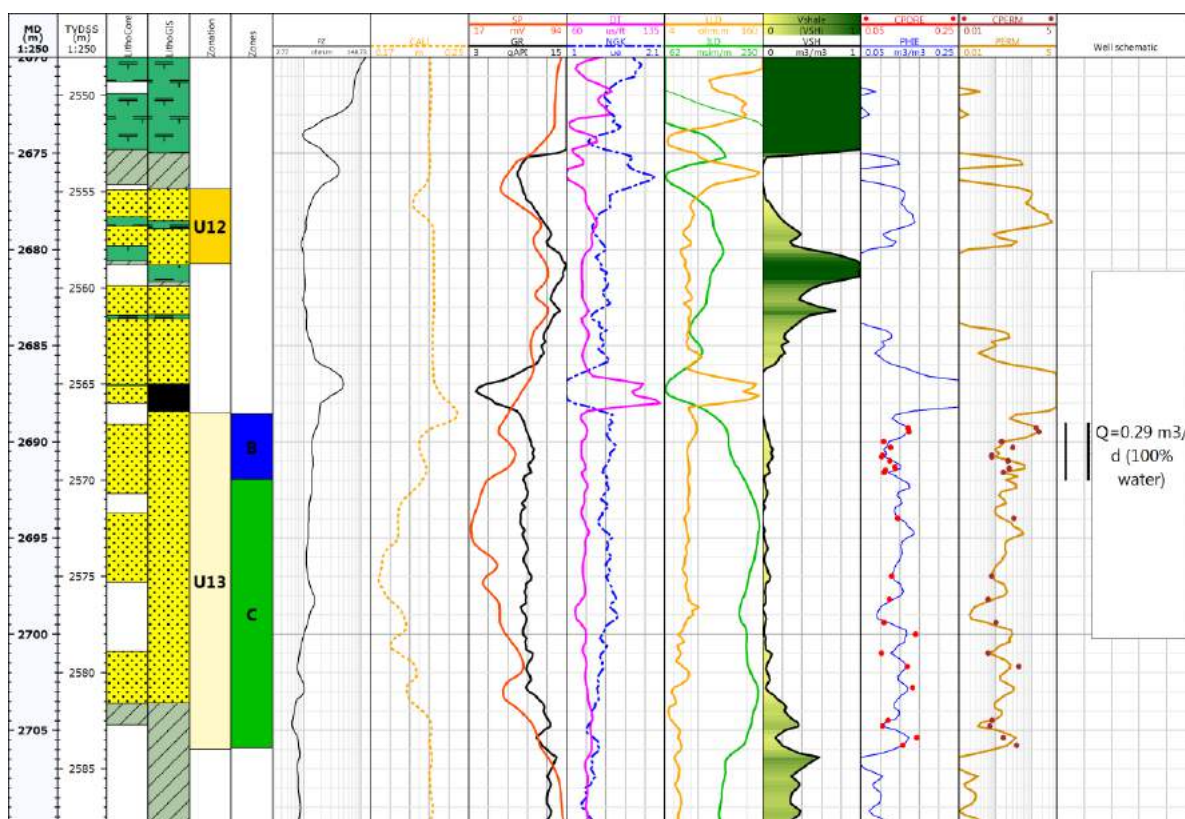


Рисунок 4.38 Петрофизический планшет с результатами интерпретации опорной скважины K32

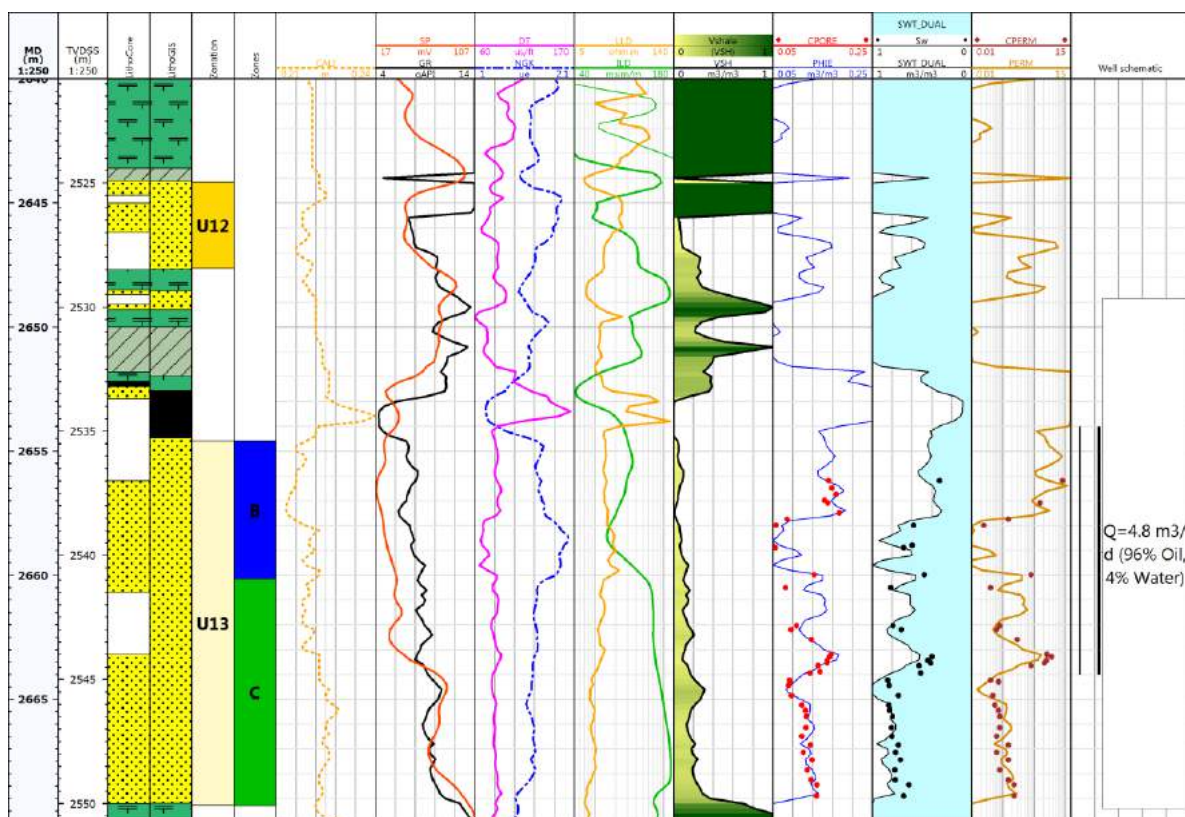


Рисунок 4.39 Петрофизический планшет с результатами интерпретации опорной скважины K37



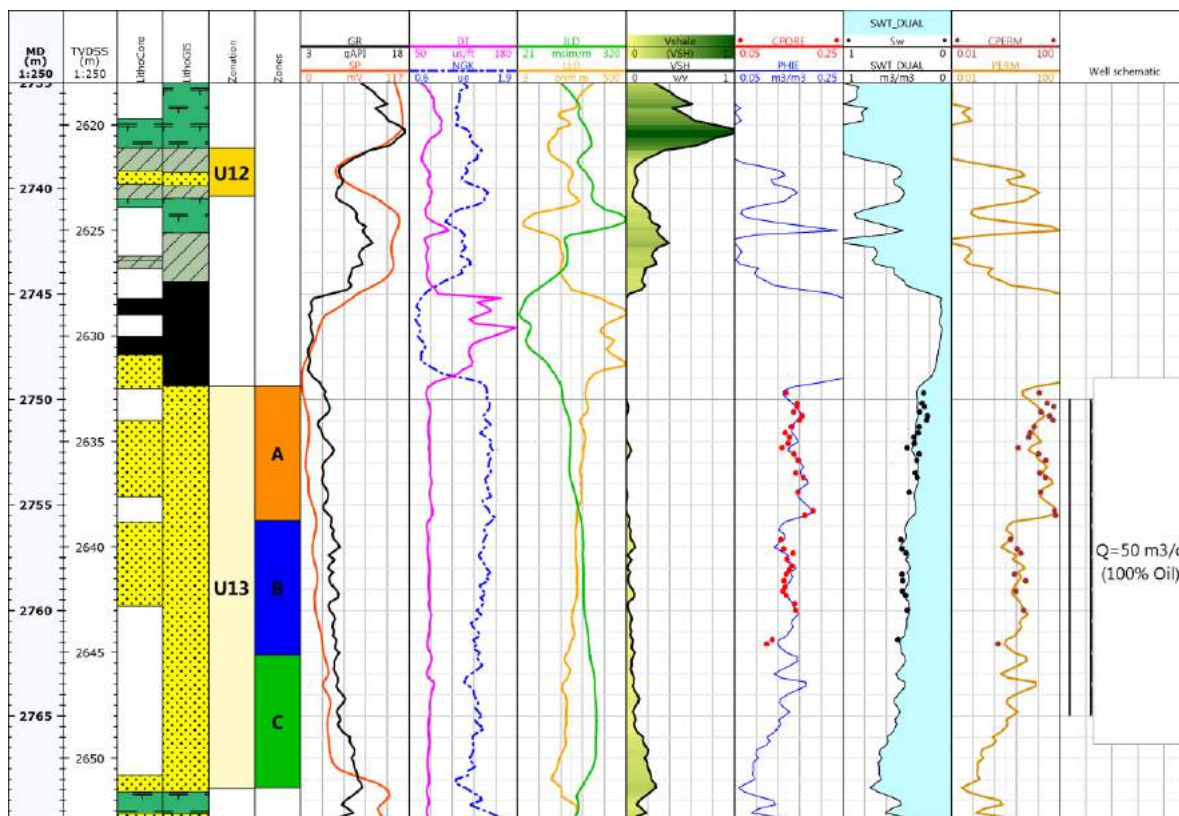


Рисунок 4.40 Петрофизический планшет с результатами интерпретации опорной скважины K23

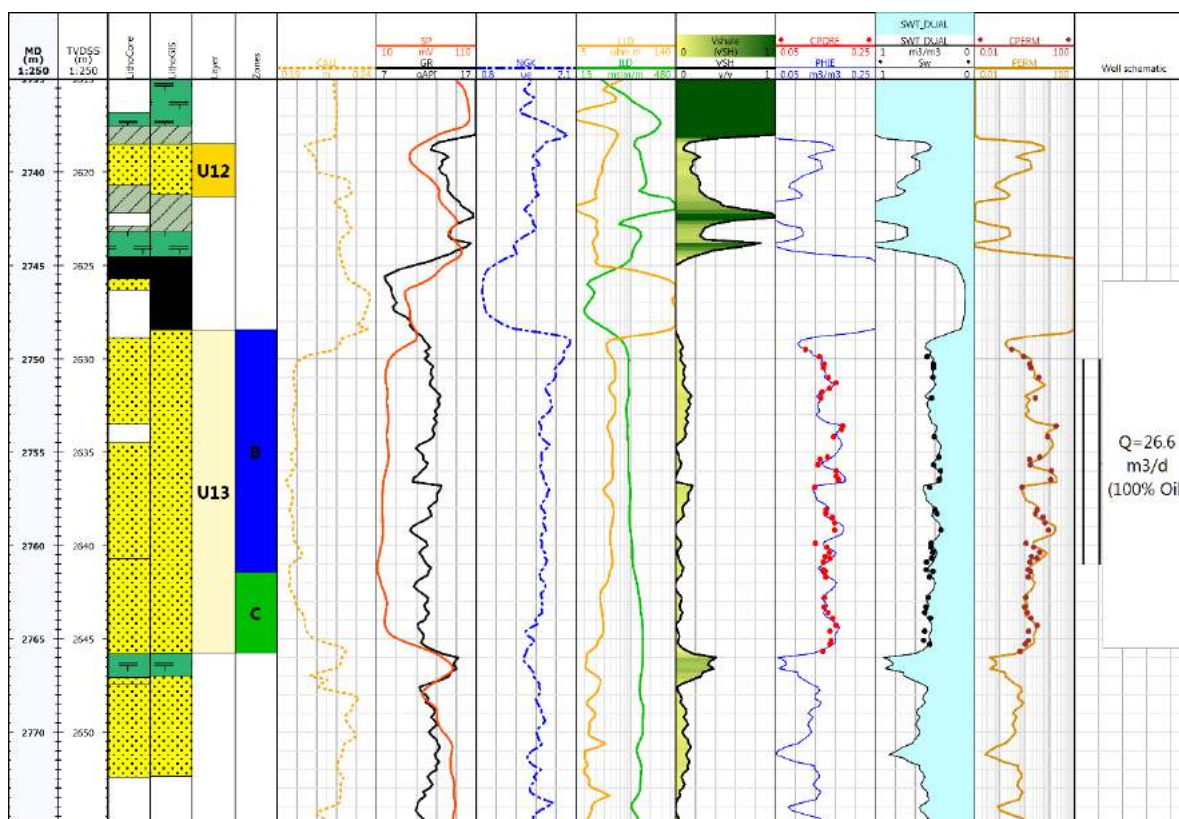


Рисунок 4.41 Петрофизический планшет с результатами интерпретации опорной скважины K20

## **5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

Оценка фильтрационно-емкостных параметров месторождения, их прогноз, составление связей типа ГИС-керна и распределение этих свойств внутри литофациальных зон коллектора дает совместно с анализом обстановки осадконакопления, возможность определять зоны с улучшенными ФЕС, что в свою очередь, дает возможность использования данного исследования в качестве вспомогательного инструмента для определения распределения фильтрационно-емкостных параметров скважин, что очень важно ввиду ограниченного количества данных и больших стоимостей связанных с их получением, то есть отбором керна.

Корреляция и распределение фильтрационно-емкостных свойств позволит правильно спланировать эффективную систему заводнения, уплотняющее бурение, зарезки боковых стволов и направление проводки горизонтальных скважин, а также сделает более корректным процесс адаптации геологической и гидродинамической модели месторождения.

В настоящее время возможность реализации любого проекта в основном зависит не от его технической сущности, а от экономической эффективности и привлекательности, коммерческого потенциала и ресурсоэффективности. Именно такой вектор развития имеет сегодняшняя промышленность, что и задает суть научно-технических исследований, направляя их в сферу повышения эффективности работы, увеличения сроков эксплуатации, повышения ремонтпригодности и упрощения обслуживания.

Целью данного раздела является оценка проводимого исследования с точки зрения ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

### 5.1. Планирование этапов и работ по выполнению магистерской работы

Для выполнения научных исследований сформирована рабочая группа, в состав которой входят научный руководитель и дипломник. Порядок составления этапов и работ приведен в Таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Главные этапы	№ раб.	Содержание работы	Должность
Определение стратегии исследования	1	Изучение характера задачи и литературный обзор.	Руководитель, стажер
	2	Изучение литературных источников, выбор подходящей методики решения проблемы.	Стажер
Разработка технического задания на бакалаврскую работу	3	Составление и утверждение технического задания.	Руководитель
Теоретические и расчетные исследования	4	Анализ существующих методов расчета фильтрационно-емкостных свойств	Стажер
	5	Изучение интерпретации данных геофизических исследований скважин	
	6	Подбор и расчет методов интерпретации ГИС	
	7	Разбор принципов геофизических исследований	Стажер
	8	Обработка результатов исследований и подготовка проведения анализа	
	9	Освоение программного обеспечения	

Обобщение и оценка результатов	10	Анализ и формирование выводов по полученным результатам НИР.	Руководитель, Стажер
	11	Составление методики расчета ФЭС, составление пояснительной записки.	Стажер

## 5.2. Определение трудоемкости выполнения магистерской работы

Трудовые затраты – вид затрат, использование которых требуется для успешного решения поставленной задачи.

Трудоемкость выполнения научно исследовательской работы можно оценить в человеко-днях, однако данная методика неоднозначна ввиду своего вероятностного характера, так как зависит от различных факторов. Ожидаемое значение трудозатрат работ  $t_{ож}$  можно определить с помощью уравнения:

$$t_o = \frac{3 \cdot t_{мин} + 2 \cdot t_{макс}}{5} \quad (13)$$

где  $t_o$  – трудоемкость выполнения работы, человеко-дней;

$t_{мин}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения работы человеко-дней;

$t_{макс}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы человеко-дней.

В соответствии с ожидаемой трудоемкостью работы, можно определить продолжительность выполнения каждой работы в рабочих днях  $T_p$ , что учитывает параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. В расчете используется выражение:

$$T_p = \frac{t_i}{\text{ч}} \quad (14)$$

Где  $T_p$  – длительность работы, рабочих дней;

$t_i$  – длительность выполнения работы, человеко-дней;

Ч – количество исполнителей, выполняющих одну и ту же работу на данном этапе, человек.

Расчет продолжительности работы должен быть выполнен для целесообразного расчета оплаты, так как вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 68%.

### 5.3. Разработка календарного плана работ

Ввиду того, что реализация магистерской работы подразумевает рассмотрение темы умеренного размера, то количество работы будет соответственное. Поэтому для наиболее презентабельного отражения календарного плана диаграмма Ганта была выбрана в качестве графика реализации НИР.

Данная диаграмма Ганта является графиком, который состоит из ряда отрезков, находящихся на горизонтальной временной шкале. Каждый интервал является отдельным заданием или видом работы. Номер этапа, который соответствует данному заданию или видом работы, отражен по вертикали. Начало, конец и длина отрезка на шкале времени соответствуют началу, концу и длительности задачи.

Для удобства построения календарного план-графика, длительность этапов в рабочих днях переводится в календарные дни и рассчитывается по следующей формуле:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_i \quad (15)$$

где  $T_{ki}$  – продолжительность выполнения одной работы в календарных днях;

$T_{pi}$  – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$k_i$  – коэффициент календарности, предназначен для перевода рабочего времени в календарное.

Коэффициент календарности рассчитывается по формуле:

$$k = \frac{T_{кг}}{T_{кг} - T_{вд} - T_{пд}} \quad (16)$$

где  $T_{кг}$  – количество календарных дней (кал. дн.) в году.

Примем, что число календарных дней равно 365, выходных – 52, праздничных – 14. Исходя из этого, коэффициент календарности равен:

$$k = \frac{365}{365-52-14} \approx 1,22 \quad (17)$$

Результаты представлены в Таблице 5.2.

Таблица 5.2 Временные показатели проведения НИР

Этап	$t_{\text{мин}},$ человеко- день.	$t_{\text{макс}},$ человеко- день.	$t_{\text{ож}},$ человеко- день.	Исполнитель	$t_p,$ Рабочие дни (Р./Д.)	$t_k,$ Календарные дни
1	6	11	8	Р., С.	3,6	5
2	11	21	15	С.	17	18
3	2	2	1,5	Р.	1,3	3
4	11	16	13	С.	13	14
5	6	8	5,3	С.	5,3	8
6	11	16	13,1	С.	13,1	17
7	3	4	2,5	С.	2,5	4
8	6	8	5,9	С.	5,9	8
9	16	21	18	С.	18	22
10	6	8	5,89	Р., С.	2,8	5
11	11	16	13	С.	13	16
ИТОГ:			97,4		6,5/90	110

#### 5.4. Определение плановой себестоимости проведения НИР

*Состав затрат, включаемый в себестоимость НИР*

Расчет затрат на выполнение научно исследовательской работы выполняется с помощью подсчета по отдельным пунктам затрат всех видов



необходимых ресурсов. Расчет есть основной документ, с помощью которого планируется бюджет и учет затрат на исследования.

Расчет себестоимости проведения научно исследовательской работы составляется по следующим статьям затрат:

- а) материалы (материальные затраты);
- б) плата за труд работников участвующих в научно исследовательской работе;
- в) другие расходы;
- г) оборудование для НИР;
- д) накладные расходы.

Данные пункты относятся к прямым затратам, связанным непосредственно с выполнением научно исследовательской работы.

*Формирование и расчет затрат, включаемых в себестоимость*

Материальные затраты

Этот пункт включает в себя стоимость всех материалов, необходимых для выполнения НИР. К категории материалов относят: сырье, основные и вспомогательные материалы; покупные полуфабрикаты и комплектующие изделия; электроэнергия (на технологические цели).

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$C_M = (1 + k_t) \cdot \sum_{i=1}^m \text{Ц}_i \cdot N_{packi} \quad (18)$$

где  $m$  – виды материальных ресурсов, используемые при реализации научного исследования;

$N_{packi}$  –материальные ресурсы определенного вида, планируемые использовать при реализации научного исследования;

$\text{Ц}_i$  – цена приобретения одного вида потребляемых материальных ресурсов;

$k_t$  – коэффициент, учитывающий транспортные расходы. Калькуляция расходов на материалы приведена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Материальные затраты

Наименование	Марка, размер	Количество, штук/упаковка	Цена, руб	Сумма, руб
Канцелярские товары	Бумага А4, 500 шт., Скрепки канцелярские 55 штук., ручки 2 штуки., карандаши 2 штуки., ластик 1штука., нож канцелярский 1штука., корректор 1шт.	1	584,00	584,00
Итого по статье С <sub>м</sub>				584,00

Оплата труда работников, непосредственно занятых выполнением НИР

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИР, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату.

$$C_{\text{зп}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} \quad (18)$$

где  $Z_{\text{осн}}$  – основная заработная плата;

$Z_{\text{доп}}$  – дополнительная заработная плата.

Основная заработная плата работника рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_{\text{раб}} \quad (19)$$

где  $Z_{\text{осн}}$  – основная заработная плата одного работника;

$T_{\text{раб}}$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (из табл. 10);

$Z_{\text{дн}}$  – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{осн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}} \quad (20)$$

где  $Z_{\text{м}}$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дня  $M = 11,2$  месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней  $M = 10,4$  месяца, 6-дневная неделя;

$F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала (в рабочих днях), см. Таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Стажер
Календарное число дней	36	365
Количество выходных дней	52	52
Количество праздничных дней	14	14
Показатели рабочего времени	Руководитель	Стажер
Потери рабочего времени		
- отпуск	48	48
- невыходы по болезни	—	—
Действительный годовой фонд рабочего времени	251	251

Месячный должностной оклад руководителя:

$$З_{м.рук.} = З_{тс} \cdot k_p \quad (21)$$

где  $З_{м.рук.}$  – заработная плата по тарифной ставке, руб.

Согласно отраслевой системе оплаты труда основная месячная заработная плата руководителя (профессор) составляет 31000,00 руб.

$$З_{м.рук.} = 31000 \cdot 1,3 = 40300 \text{ руб}$$

$$З_{исп} = 2700 \cdot 1,3 = 3510 \text{ руб}$$

Среднедневная зарплата руководителя и дипломника за время работы над дипломной работой составляет соответственно:

$$З_{дн.рук.} = \frac{40300 \cdot 10,4}{251} \approx 1669,8 \text{ руб}$$

$$З_{дн. дип.} = \frac{3510 \cdot 10,4}{251} \approx 145,4 \text{ руб}$$

Заработная плата руководителя и дипломника за время работы над дипломной работой составляет соответственно:

$$Z_{\text{осн рук.}} = 1669,8 \cdot 6,4 \approx 10686,76 \text{ руб}$$

$$Z_{\text{осн дип.}} = 145,4 \cdot 90 \approx 13086 \text{ руб}$$

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = Z_{\text{осн}} \cdot K_{\text{внеб}} \quad (22)$$

где  $K_{\text{внеб}}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На 2019 г. установлен размер страховых взносов равный 30%. Результаты в Таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Заработная плата исполнителей НИР

Заработная плата, руб.	Руководитель	Стажер
Основная зарплата	10686,76	13086
Внебюджетные отчисления	3102,53	3925,8
Итого по статье СЗП (включая $Z_{\text{внеб}}$ )	23772,76	

#### Накладные расходы

Основные работы для ВКР проводились за персональным компьютером. Время, проведенное за рабочей станцией: 710 часов. Мощность рабочей станции: 0,270 кВт.

Затраты на электроэнергию рассчитываются по формуле

$$C_{\text{эл}} = C_{\text{эл}} \cdot F_{\text{об}} \cdot P = 5,8 \cdot 710 \cdot 0,27 = 1111,86 \text{ руб}$$

где  $C_{\text{эл}}$  – тариф на промышленную электроэнергию (4,5руб. за 1 кВт·ч);

$F_{\text{об}}$  – время использования оборудования, ч.;

$P$  – мощность оборудования, кВт.

Затраты на электроэнергию составили 1111 рублей. Результаты в Таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Накладные расходы на ВКР

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Электроэнергия	кВт·ч	189	4,5	850,5
Печать на листе А4	шт.	250	0,8	200
Доступ в интернет	месяц	4	350	1400
Итого по статье $C_{\text{накл}}$				2450,5

*Себестоимость НИР*

Калькуляция плановой себестоимости НИР на основании полученных данных по отдельным статьям затрат приведена в Таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Калькуляция плановой себестоимости

Наименование статей затрат	Сумма, руб.
Материальные затраты ( $C_M$ )	584,00
Затраты на оплату труда работников, непосредственно занятых созданием НИР ( $C_{\text{зп}}$ ), включая отчисления во внебюджетные фонды ( $C_{\text{внеб}}$ )	23772,76
Накладные расходы ( $C_{\text{накл}}$ )	2450,5
Итого себестоимость НИР ( $C_{\text{нир}}$ )	26223,26

## **6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

### **6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Согласно Трудовому кодексу Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) каждый работник имеет право на:

- Рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;
- Обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом;
- Получение достоверной информации от работодателя, соответствующих государственных органов и общественных организаций об условиях и охране труда на рабочем месте, о существующем риске повреждения здоровья, а также о мерах по защите от воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов;
- Отказ от выполнения работ в случае возникновения опасности для его жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда, за исключением случаев, предусмотренных федеральными законами, до устранения такой опасности;
- Обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя;
- Обучение безопасным методам и приемам труда за счет средств работодателя;
- Личное участие или участие через своих представителей в рассмотрении вопросов, связанных с обеспечением безопасных условий труда на его рабочем месте, и в расследовании происшедшего с ним несчастного случая на производстве или профессионального заболевания;
- Внеочередной медицинский осмотр в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка во время прохождения указанного медицинского осмотра;

– Гарантии и компенсации, установленные в соответствии с настоящим Кодексом, коллективным договором, соглашением, локальным нормативным актом, трудовым договором, если он занят на работах с вредными и (или) опасными условиями труда.

– Повышенные или дополнительные гарантии и компенсации за работу на работах с вредными и (или) опасными условиями труда могут устанавливаться коллективным договором, локальным нормативным актом с учетом финансово-экономического положения работодателя [11].

Компоновка рабочей зоны для работы в офисе подразумевает, что будут соблюдены все требования согласно ГОСТ Р ИСО 9241-2-2009 [12]. Чтобы иметь возможность квалифицированно сформулировать допустимые требования, обеспечивающие эффективную и удобную работу с учетом размеров человеческого тела, важно при определении соответствующих антропометрических данных конкретизировать предусмотренные конструкцией рабочие позы. Эмпирические данные могут указывать на то, что рабочие позы, определенные на основании проектных эталонов, могут быть удобными для пользователей, выполняющих определенные задачи в течение коротких промежутков времени, однако в других случаях такие позы могут быть неоптимальными или непредпочтительными.

## **6.2 Производственная безопасность**

Для того, чтобы обеспечить безопасные условия труда необходимо проанализировать вредные и опасные факторы, которые могут оказывать влияние на человека в ходе работы на объекте исследования.

Для определение таких факторов был использован ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [13]. Все отобранные факторы представлены в Таблице 6.1.

**Таблица 6.1 – Возможные опасные и вредные факторы**

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разр.	Изг.	Экспл.	
1. Отклонение показателей микроклимата			+	СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений;
2. Повышенный уровень статического электричества			+	ГОСТ 12.4.124-83 ССБТ. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования;
3. Статическая работа			+	ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ.
4. Недостаточная освещенность рабочей зоны			+	Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*

### **6.3. Отклонение показателей микроклимата**

Показатели микроклимата должны обеспечивать сохранение теплового баланса человека с окружающей средой и поддержание оптимального или допустимого теплового состояния организма. Состояние воздушной среды в компьютерных помещениях характеризуется следующими показателями: температурой, относительной влажностью, скоростью движения воздуха,



интенсивностью теплового излучения от нагретой поверхности. В исследуемом помещении используется водяное отопление со стояками. Все вышесказанное регламентируется СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [14].

Компьютерная техника является источником существенных тепловыделений, что может привести к повышению температуры и снижению относительной влажности в помещении.

Для обеспечения нормального теплообмена между организмом человека и окружающей средой установлены нормативные параметры микроклимата.

При отклонении фактических параметров от нормативных происходит нарушение теплообмена, терморегуляции и связанных с ними многих функций организма, что приводит к возникновению ряда заболеваний.

При повышении температуры окружающего воздуха рефлекторно расширяются кровеносные сосуды поверхности тела, ускоряется ток крови по периферии и значительно увеличивается теплоотдача путём конвекции и физической терморегуляции. При лёгких формах перегревания появляются слабость, головная боль и головокружение, шум в ушах, сухость во рту и жажда, иногда тошнота, рвота. При потере большого количества жидкости в виде пота, человек теряет большое количество солей и витаминов С и В1, происходит сгущение крови, повышается её вязкость, что усложняет работу систем кровообращения и дыхания.

При воздействии на организм человека воздуха с температурой ниже допустимых значений, наоборот, кожные сосуды сокращаются, скорость кровотока через них снижается, что значительно уменьшает отдачу тепла организмом путем конвекции и физической терморегуляции. Одновременно увеличивается теплопродукция – химическая терморегуляция. Значительно повышается обмен веществ, приводящий к образованию тепла в организме, усиливается деятельность желёз внутренней секреции: гипофиза, надпочечников, щитовидной железы. Однако, если воздействие холода сильно выражено или длительно продолжается начинает падать температура тела,

дыхание замедляется до 6–4 в минуту, ритм сердечных сокращений резко замедляется, кровяное давление постепенно снижается, нарушается белковый, углеводный и другие виды обмена.

Таким образом, повышение температуры, относительной влажности воздуха, уменьшение скорости его движения приводят к уменьшению теплообмена, перегреву организма, расстройству нервной системы, нарушению секреторной деятельности печени, желудка, нарушению обменных процессов, возникновению судорожной болезни, тепловому удару [15].

Для подачи в помещения свежего воздуха используются естественная вентиляция. Параметры микроклимата в кабинете, где находится рабочее место сотрудника регулируется центральной системой отопления, соответственно параметры микроклимата должны быть следующими см. Таблицу 6.2.

Таблица 6.2 – Параметры микроклимата для помещений, где установлены компьютеры (СанПиН 2.2.4.548-96.)

Период года	Параметр микроклимата	Величина
Холодный или переходный	Температура воздуха в помещении	22-24 С
	Относительная влажность	40-60%
	Скорость движения воздуха	До 0,1 м/с
Теплый	Температура воздуха в помещении	23-25 С
	Относительная влажность	40-60%
	Скорость движения воздуха	0,1-0,2 м/с

Подача воздуха в помещение возможна только при наличии открытых окон и дверей, системы кондиционирования отсутствуют. К мероприятиям улучшению микроклимата в помещении будут относиться: правильная организация вентиляции, установка систем кондиционирования. Для обеспечения оптимальных показателей необходимо организовать положение рабочих мест таким образом, чтобы температура не выходила более чем на 2°С за оптимальные допустимые пределы величин температуры воздуха.

#### **6.4. Повышенный уровень статического электричества**

Электронизация возникает при трении двух диэлектрических или ди-электрического и проводящего материалов, если последний изолирован. При разделении двух диэлектрических материалов происходит разделение электрических зарядов, причем материал, имеющий большую диэлектрическую проницаемость, заряжается положительно, а меньшую - отрицательно. Чем больше различаются диэлектрические свойства материалов, тем интенсивнее происходит разделение и на-копление зарядов.

На соприкасающихся материалах с одинаковыми диэлектрическими свойствами (диэлектрической проницаемостью) зарядов не образуется [16].

Способностью накапливать положительные заряды характеризуются все части тела человека, начиная с кожи и волос. Возникновение статического заряда становится возможным при любом контакте с электрическим прибором и не только. Компьютер является тем самым электроприбором, который при работе создает электростатическое поле. В системном блоке каждого компьютера имеется как минимум 2 вентилятора. Гоняя воздух, эти вентиляторы выдувают наружу наэлектризованные пылинки, которые затем, не теряя заряда, оседают в том числе и на нашей коже, и в дыхательных путях. Еще один значимый «накопитель» зарядов статического электричества – экран монитора. Проводником статического поля является сухой воздух и пыль. При влажности выше 80% такие поля практически никогда не формируют, так как вода является отличным проводником и не позволяет избыточному электричеству накапливаться на поверхности материалов. Предельно допустимый уровень напряженности электростатических полей Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля устанавливается равным 60 кВ/м в течение 1 часа [17].

Средства коллективной защиты от статического электричества по принципу действия делятся на следующие виды в соответствии с ГОСТ

12.4.124-83 ССБТ. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования [18]:

- Заземляющие устройства;
- Нейтрализаторы;
- Увлажняющие устройства;
- Антиэлектростатические вещества;
- Экранирующие устройства.

Во избежание удара статическим электричеством автор выделил следующие рекомендации:

- Использовать в помещении увлажнитель воздуха или периодически открывать окна для проветривания помещения;
- Проводить влажную уборку помещения не реже 1 раза в неделю для исключения накопления пыли;
- Приобрести специальные антистатические материалы.

## **6.5. Статическая работа**

Длительное время работы за компьютером может повлечь за собой множество последствий: могут возникать боли в позвоночнике и венозная недостаточность, потеря или ухудшение зрения из-за перенапряжения глаз, хронический стресс из-за необходимости постоянного принятия решений, от которых зависит эффективность работы.

Однако если правильно организовать рабочее место, то можно существенно сократить воздействие на здоровье сотрудников вредных факторов и снизить вероятность развития осложнений.

Конструкцией рабочего места должно быть обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля. Зоны досягаемости моторного поля в вертикальной и горизонтальной плоскостях для средних размеров тела человека приведены на Рисунках 6.1 и 6.2.

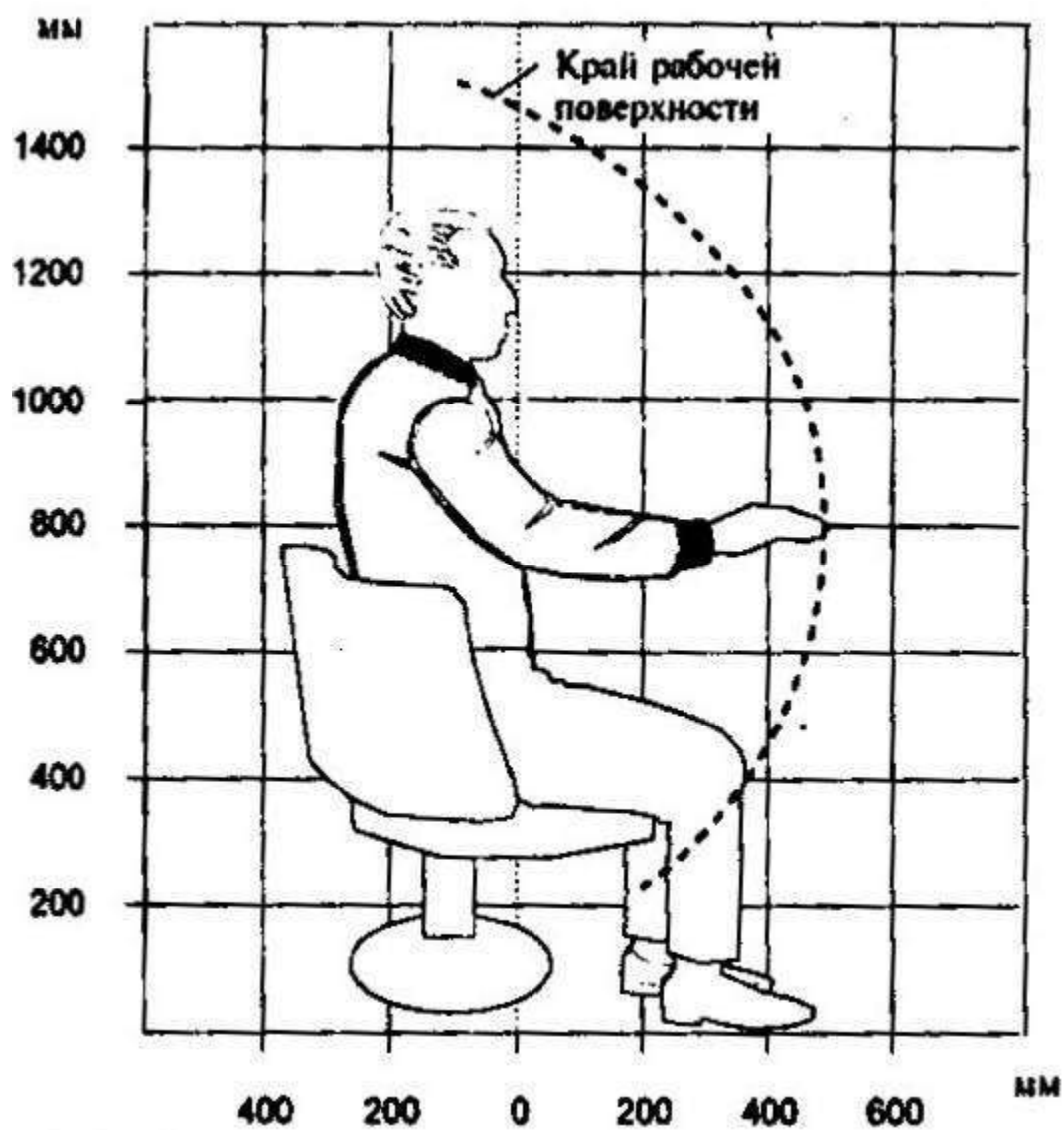


Рисунок 6.1 – Зона досягаемости моторного поля в вертикальной плоскости

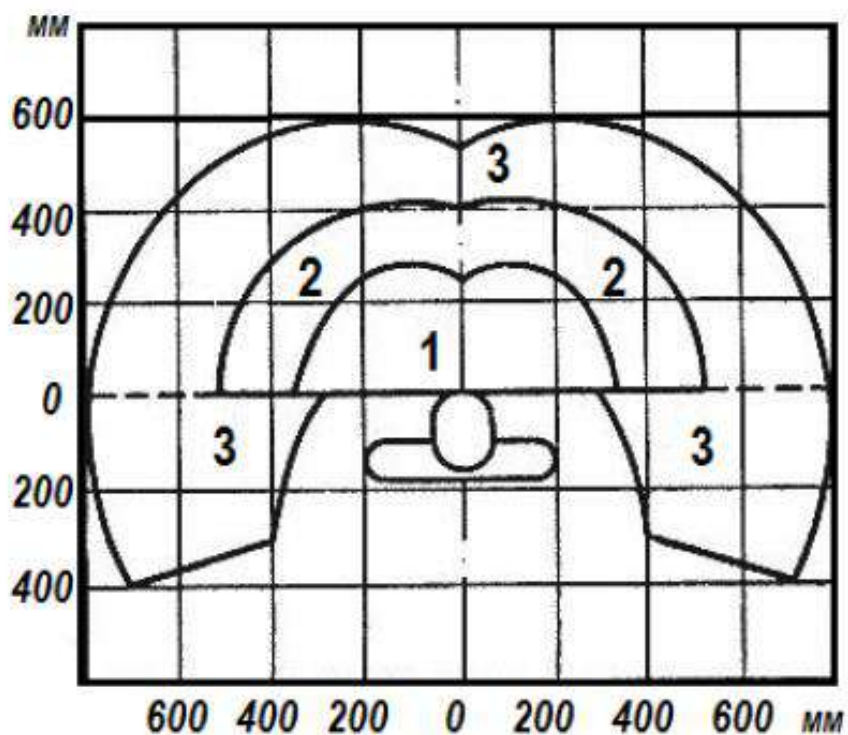


Рисунок 6.2 – Зона досягаемости моторного поля в горизонтальной плоскости

Конструкцией рабочего места должно быть обеспечено оптимальное положение работающего, которое достигается регулированием высоты рабочей поверхности, сиденья и пространства для ног. Регулируемые параметры должны соответствовать номограмме, приведенной на Рисунке 6.3.

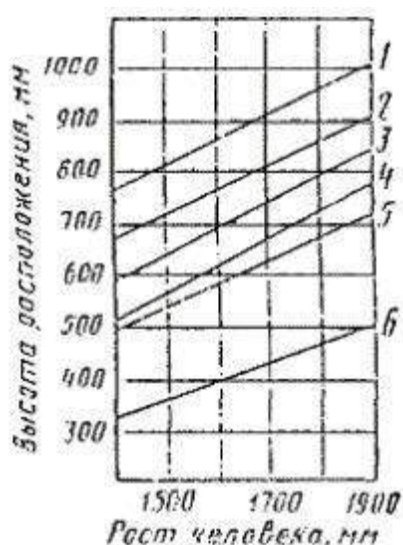


Рисунок 6.3 – Номограмма зависимости высоты рабочей поверхности для разных видов работ (1-4), пространства для ног (5) и высоты рабочего сиденья (6) от роста человека

Очень часто используемые средства отображения информации, требующие точного и быстрого считывания показаний, следует располагать в вертикальной плоскости под углом  $\pm 15^\circ$  от нормальной линии взгляда и в горизонтальной плоскости под углом  $\pm 15^\circ$  от сагиттальной плоскости Рисунок 6.4а и 6.4б [19].

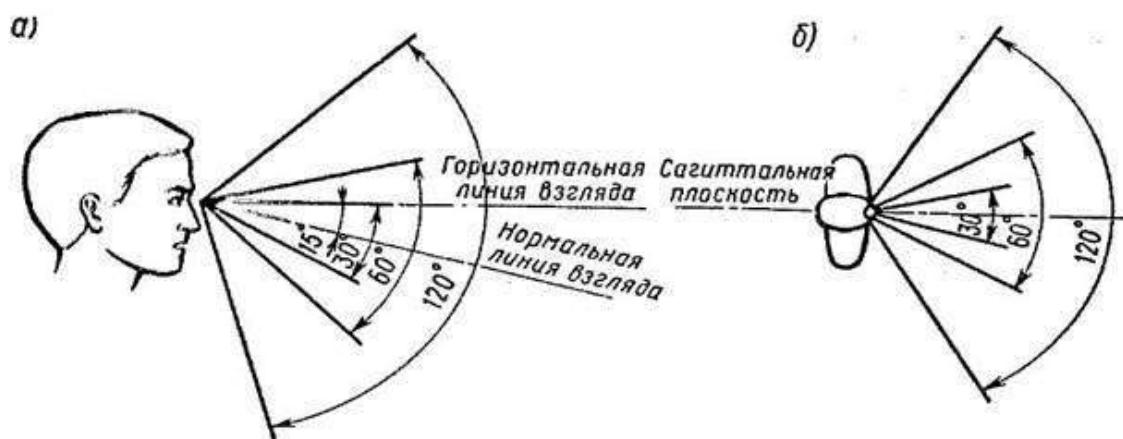


Рисунок 6.4 – Зоны зрительного наблюдения

Пользователь должен иметь возможность наклонить или повернуть видеодисплей таким образом, чтобы сохранить ненапряженную рабочую позу независимо от высоты уровня глаз с минимальными прилагаемыми усилиями, и при этом на экране не должно возникать раздражающих отражений и бликов. Наличие возможности регулирования настройки высоты монитора также целесообразно. Адаптируемость обеспечивают с помощью регулирующих механизмов, встроенных в видеодисплей, или специальными устройствами, которые являются частью офисного оборудования или непосредственно дисплея. При осуществлении настройки пользователь не должен приподнимать блоки с расположенными на них предметами, например книгами или рукописями. Механизмы настройки должны быть понятны, однозначны, а регулировка должна быть легко выполнима [12].

Таким образом, для того чтобы избежать влияния на сотрудника вредных факторов, связанных с неправильной организацией рабочего места, автор предлагает следующие мероприятия:

- Уделить особое внимание освещению в рабочей зоне сотрудника для снижения зрительной утомляемости;
- Организовать рабочее место сотрудник таким образом, чтобы расстояние между человеком и столом было не менее 2 метров;
- Расположить монитор ЭВМ на расстоянии 60-70 см. от глаз сотрудника, но не ближе, чем 50 см.;
- Клавиатуру расположить на расстоянии 100-300 мм. От края рабочей поверхности;
- Обеспечить сотрудников стульями, отвечающих эргономическим требованиям;
- Рекомендуется организовать плановые перерывы на 10-15 мин. через каждый час работы, в целях исключения утомляемости сотрудника и его органов зрения, что регламентировано ст. 109 ТК РФ.

#### **6.6. Недостаточная освещенность рабочей зоны**

Офисное помещение на сегодняшний день, является неотъемлемой частью организации условий трудовой деятельности человека. Для обеспечения нормативных условия труда необходимо организовать освещение рабочей зоны в соответствии с СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95\* [20]. Норма освещения рабочего места составляет 200 лк, либо при комбинированном освещении 400 лк и относится к зрительным работам высокой точности класса 3Г.

Для исключения негативного влияния данного фактора на сотрудников компании необходимо:

- Производить своевременную замену перегорающих люминесцентных ламп;
- Использовать совмещенное освещение;
- Использовать жалюзи на окнах в кабинете для рассеивания



естественного освещения.

## **6.7. Экологическая безопасность**

В данном подразделе рассматривается характер воздействия проектируемого решения на окружающую среду. Выявляются предполагаемые источники загрязнения окружающей среды, возникающие в результате разработки и реализации, предлагаемых в ВКР решений.

Поскольку в ходе написания ВКР и ее дальнейшей применимости выявить наличие каких-либо вредных выбросов в атмосферу и гидросферу не представляется возможным, следовательно загрязнение воздуха и воды отсутствует.

В помещении имеются урны для сбора мусора: бумажные и канцелярские отходы, неисправные комплектующие и запчасти от ПК, люминесцентные лампы, пластиковая тара от кулера с питьевой водой.

Бумажные и канцелярские отходы должны отправляться в соответствующие организации для вторичной переработки, а неисправные комплектующие должны передаваться в специализированные организации по переработке такого вида отходов. В компании наблюдается снижение бумажных отходов из-за хранения информации на электронных носителях.

Также в помещении используются люминесцентные лампы, которые требуют особой утилизации из-за содержания химически опасных веществ в своем составе. Такие лампы могут нанести существенный вред атмосфере, литосфере и гидросфере. Срок службы ламп 5 лет, после чего их требуется утилизировать должным образом, руководствуясь механизмом утилизации в соответствии с СанПиН 2.1.7.1322-03 «Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления» [21] и в Постановлении Правительства Российской Федерации от 3 сентября 2010 г. N 681 г. Москва «Об утверждении Правил обращения с отходами производства и потребления в части осветительных устройств, электрических ламп,

ненадлежащие сбор, накопление, использование, обезвреживание, транспортирование и размещение которых может повлечь причинение вреда жизни, здоровью граждан, вреда животным, растениям и окружающей среде» [22].

Нарушение утилизации строго контролируется органами СЭС и экологическими инспекциями, что в свою очередь влечет за собой привлечение к административной ответственности или штрафу.

Для того чтобы защитить атмосферу, гидросферу и литосферу требуется проводить сортировку отходов и их надлежащим образом утилизировать, привлекая к этому соответствующие организации. Что касается переработки бумаги, то это многоэтапная работа и ее целью является переработка бумаги до состояния нового и готового к повторному использованию сырья.

Компьютерные комплектующие можно сдавать в специальные компании для разбора на запчасти или переработки для получения драгоценных металлов.

Система, которую предлагается использовать в рамках ВКР, позволяет организовать работу сотрудников с использованием электронного документооборота, что значительно экономит использование бумаги в течении производственной деятельности компании.

## **6.8. Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

В данном подразделе проводится краткий анализ возможных ЧС, которые могут возникнуть при разработке, производстве или эксплуатации проектируемого решения. Чрезвычайные ситуации могут быть техногенного, природного, биологического, социального или экологического характера.

При работе в офисном помещении наиболее вероятные чрезвычайные случаи могут возникнуть в соответствии с классификацией:

- Техногенные (пожары, взрывы, стихийные бедствия и т. д.);
- Биологические (эпидемии);

- Социальные (насилие, голод, терроризм);

Наиболее вероятное ЧС, которое может возникнуть в офисе с использованием ПК – пожар. При использовании компьютеров эксплуатируются устройства электропитания, электронные схемы компьютеров, замыкания различного характера.

Для предупреждения возникновения пожара необходимо реализовать следующие мероприятия:

- Проводить профилактические мероприятия по предотвращению пожара;
- Проводить инструктаж работников согласно правилам пожарной безопасности;
- Соблюдать нормы эксплуатации оборудования;
- Распечатать соответствующие плакаты-памятки;
- Организовывать тренировочные эвакуации на случай ЧС
- Установить план эвакуации людей при ЧС и довести эту информацию до каждого сотрудника;
- Контролировать исправность сигнализации и наличие первичных средств пожаротушения;
- Не блокировать и не загромождать проход к пожарным выходам;
- Обеспечить помещение средствами первичного пожаротушения

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе было проведено применение различных моделей расчета глинистости, пористости, проницаемости и водонасыщенности. По результатам расчетов было проведено сравнение результатов применения разных петрофизических моделей для интерпретации данных ГИС с параметрами, определенными при проведении лабораторных анализов керна.

При сравнении пористости петрофизические модели с использованием акустической пористости по уравнению Вилли и глинистости по уравнению Штайбера показали наиболее высокие коэффициенты корреляции.

Проницаемость была рассчитана с помощью различных уравнений, полученных при построении зависимости по керновой пористости – керновой проницаемости. Лучшие коэффициенты корреляции при сравнении с керновыми данными были получены при разделении пласта на основе минералогических признаков.

Применение моделей расчета водонасыщенности продемонстрировало лучшие результаты при применении модели Двойной воды с разделенным пластом и модели расчета по уравнению Симанду с близкими значениям коэффициента корреляции для литолого-фациальной зоны 3 в области отсутствия пачки А.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Путилов И. С. Использование результатов литолого-фациального анализа для построения трехмерной геологической модели башкирской карбонатной толщи Озерного месторождения нефти, Пермь: Нефтяное хозяйство, 2008 – 86 с.
2. Кривошеков С. Н. Разработка вероятностно-статистических моделей прогноза нефтегазоносности высокоизученных территорий: на примере Пермского края, Пермь, 2011
3. Кочнев А. А., Кривошеков С. Н. «Литолого-фациальное строение и характеристика коллекторских свойств верхнедевонско-турнейских рифов березниковского палеоплато, Пермь, 2016
4. Филькина Н. А. Вероятностно-статистическое обоснование фациальной зональности девонских терригенных отложений юга Пермского края, Пермь: Master`s Journal, 2011 – 241-245 с.
5. Анализ разработки Крапивинского нефтяного месторождения, Томск, 2004
6. Латышова М.Г., Вендельштейн Б.Ю., Тузов В.П. Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин М: Недра, 1990
7. Меркулов В.П., Посысоев А.А. Оперативный анализ каротажных диаграмм, Томск – 2012
8. Log interpretation Principles and Applications. Schlumberger Educational Services. Texas, 1989
9. Richard M. Bateman Openhole Log Analysis and Formation Evaluation – 2012
10. <https://www.minersoc.org/images-of-clay.html?id=2>
11. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред.от 27.12.2018)
12. ГОСТ Р ИСО 9241-2-2009. Эргономические требования к проведению офисных работ с использованием видеодисплейных терминалов (VDT) – 28 с.

13. ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». – 16 с.
14. СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. – 11 с.
15. ГОСТ 12.1.005–88. Межгосударственный стандарт. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (ред. от 20.06.2000) – М. : Изд-во стандартов, 2000. – 75 с.
16. Kuhn, D. L. (1989) Selecting and effectively using a computer aided software engineering tool. Annual Westinghouse computer symposium; 6-7 Nov 1989; Pittsburgh, PA (USA); DOE Project.
17. ГОСТ 12.1.045-84 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электростатические поля. – 3с.
18. ГОСТ 12.4.124-83 ССБТ. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования – 8с.
19. Зафиевский, А. В. Базы данных: учебное пособие/ А. В. Зафиевский, Яросл. гос. ун-т им. П. Г. Демидова. – Ярославль: ЯрГУ, 2012 – 164 с
20. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95\*.
21. СанПиН 2.1.7.1322-03 «Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления» – 16 с.
22. Постановление Правительства Российской Федерации от 3 сентября 2010 г. N 681 г. Москва «Об утверждении Правил обращения с отходами производства и потребления в части осветительных устройств, электрических ламп, ненадлежащие сбор, накопление, использование, обезвреживание, транспортирование и размещение которых может повлечь причинение вреда жизни, здоровью граждан, вреда животным, растениям и окружающей среде»

## **ПРИЛОЖЕНИЕ**

### **Determination of base contents**

#### **Initial data**

Initial data contains:

1. Laboratory surveys of core plugs:
  - 1.1. Open porosity;
  - 1.2. Parallel gas permeability;
  - 1.3. Connate water saturation;
  - 1.4. Core column retrieving intervals;
  - 1.5. Electrical parameters of pore volume and saturation;
  - 1.6. Compressional wave core interval times.
2. Core material description;
3. Mineralogical characteristic of upper-jurassic deposits;
4. Properties of formation fluids;
5. Well logging data:
  - 5.1. Natural gamma-ray log;
  - 5.2. Spontaneous potential log;
  - 5.3. Acoustic log;
  - 5.4. Neutron-gamma ray log;
  - 5.5. Deep induction and lateral log.

#### **Selection of base wells**

Completeness of well logging and core data is a main criterion of base wells selection. 1-2 base wells are selected for every facial zone. Selected base wells are shown on figure 1. This schedule of base wells selection allows to evaluate grade of facial zonation impact on well logging interpretation.

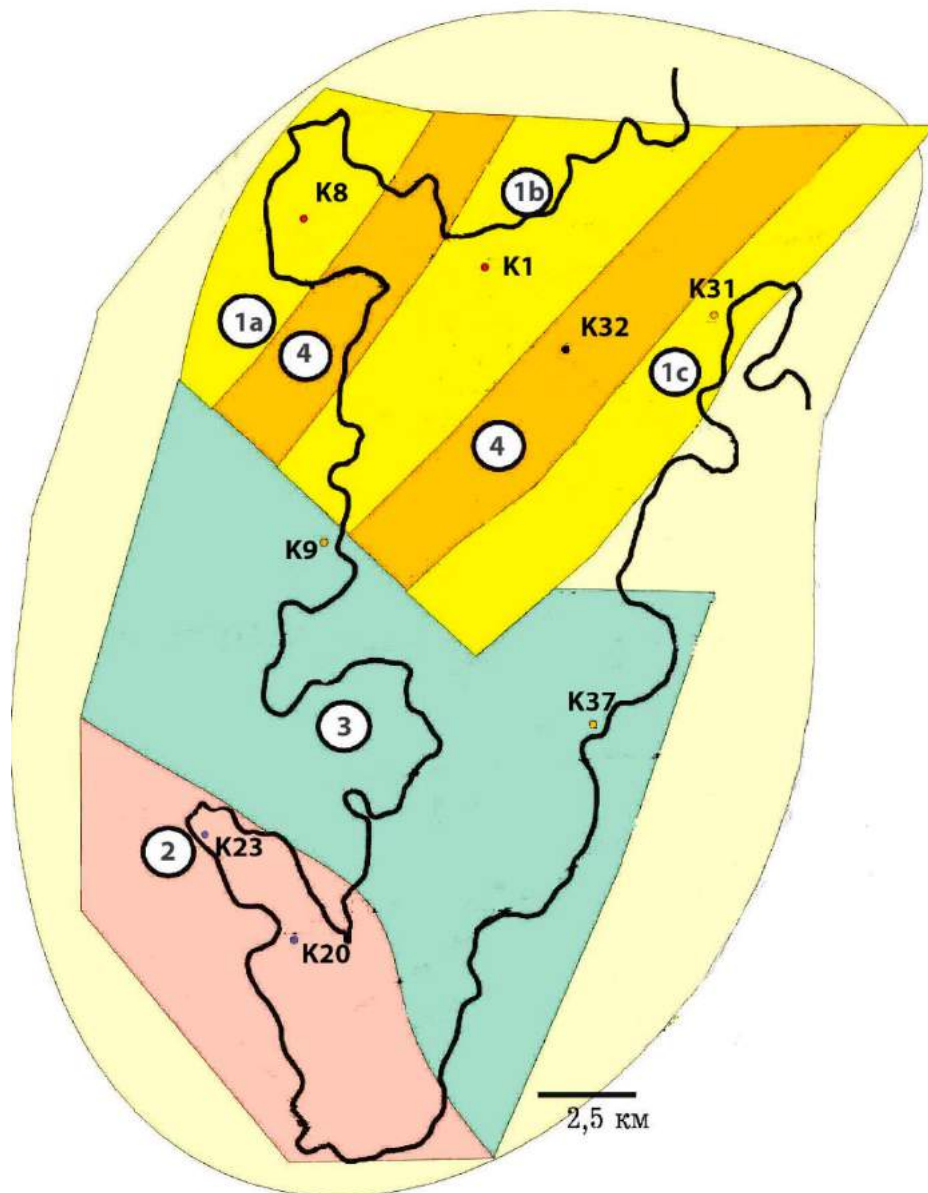


Figure 1 - Situation of base wells [5]

### 3.2. Base constants for shaliness evaluation

For the full calculation of clay content, core data on clay content, which are absent in the considered base wells (and most wells on the field), is required. As a result, the reliability of clay calculation was carried out by comparing core data on open porosity and effective porosity obtained in the interpretation of well logs. The initial parameters for calculating clay content were obtained by drawing a sandstone line and a shale line in gamma-ray and logging using the SP method. The value of the



sandstone line was selected from the minimum values of gamma-ray log and SP log, and the value of the clay line from the interlayer of clay in the inter-coal sequence. The values of these lines for each reference well are presented in table 1.

Table 1 – Shaliness calculation constants

Well	Value of gamma-ray log at sandstone line, mr/h	Value of gamma-ray log at shale line, mr/h,	Value of SP log at sand line, mV	Value of SP log at shale line, mV
K8	3.87	17.65	9.34	110.27
K1	7.76	14.69	23	113.3
K31	6.416	13.556	17.77	106.98
K32	9.31	14.96	23	115.5
K20	10.35	16.69	11.11	110.62
K23	5.36	17.37	0.79	109.66
K9	7.63	14.24	4.98	85.44
K37	6.61	18.31	0	117.6

### 3.2. Base constants of porosity calculation

The necessary constants for the interpretation of acoustic logging are the interval travel time of the acoustic wave along the drilling fluid, clays and skeleton of sandstone. The mud run time was taken for saltwater from reference materials. The clay interval time was taken from the syngenetic clay layers of the inter-coal strata of the vasyugan suite. The interval travel time of the longitudinal wave in the matrix can vary for different sandy material. These values were derived by plotting the interval time versus porosity separately for each reference well. In wells K20, K37, and K9,

the interval travel time of the longitudinal wave was taken from neighboring wells K23, K34, and K18, respectively. Dependency graphs are shown in Figure 2.

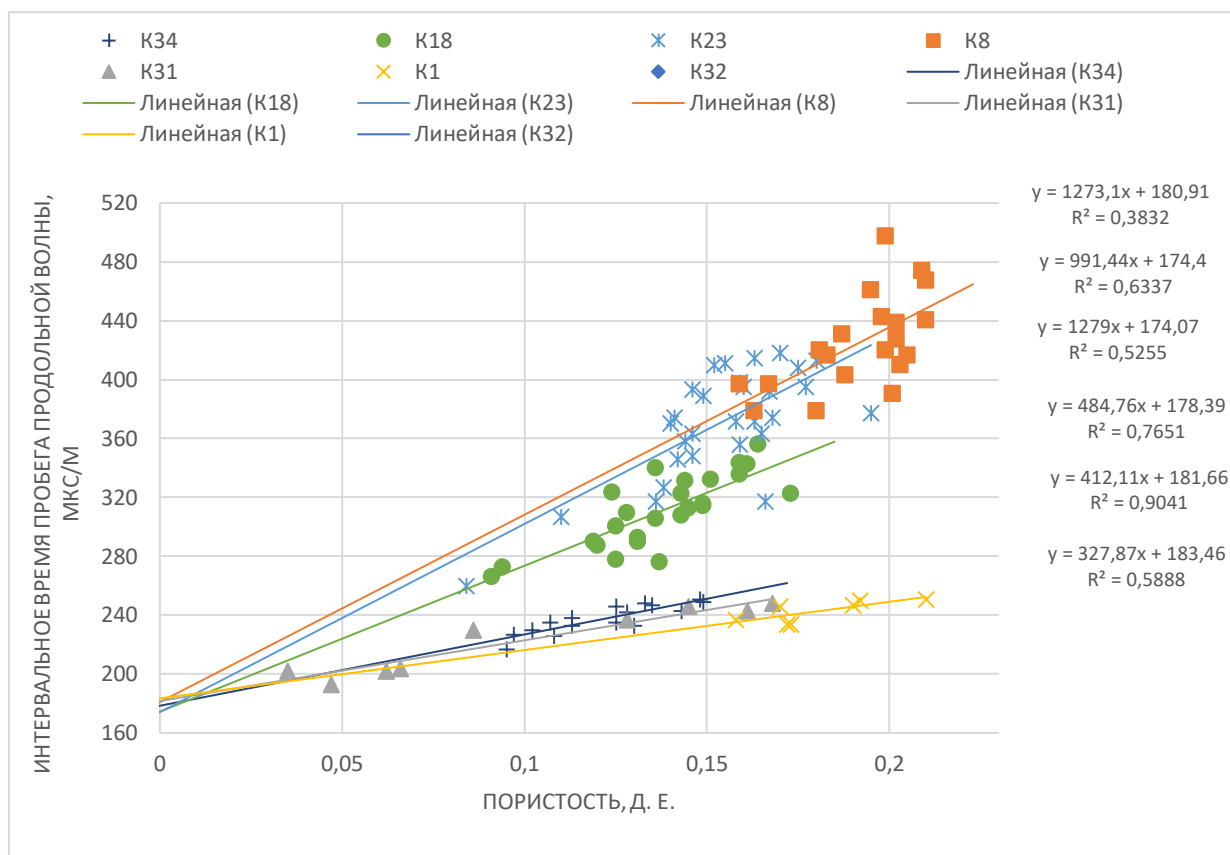


Figure 2 – The dependence of the interval travelttime of a compressional wave to porosity

The obtained values of the mean free path along the matrix demonstrate zonal heterogeneity. A decrease in the interval travel time of the longitudinal wave along the skeleton is noted during the transition from the facies of the formation to the facies of the channel part of the delta, which can be explained by a higher content of ferrous minerals characteristic of deposits of delta channels.

Obtained parameters is demonstrated on table 2

Table 2 – Acoustic log constants

Wave distribution medium	the interval travelttime of a compressional, um/s
Drilling mud	606
Clay	274
Sandstone matrix of well K8	180.91
Sandstone matrix of well K1	183.46
Sandstone matrix of well K31	181.66
Sandstone matrix of well K32	180.81
Sandstone matrix of well K23	174.07
Sandstone matrix of well K18	174.4
Sandstone matrix of well K34	178.39

Effective porosity was also obtained by interpreting neutron-gamma-ray logs. Calibration of this type of logging is the derivation of the total porosity from the values of neutron logs in clays, sandstone from the reservoir under consideration with already known porosity (in the absence of known porosity values of compacted sandstone, the porosity was arbitrarily indicated in 5%) and compacted carbonated sandstone with low porosity and pronounced high value neutron-gamma-ray logging. Information from reference data was used as a source of total clay porosity due to the lack of core data on total porosity; neutron gamma-ray logs were taken from a clay interlayer of the intergonal sequence. The values of the control points are presented in table 3.

Table 3 – neutron gamma ray calibration parameters

Well	K8	K1	K31	K32
Value of neutron gamma ray log at clay	1.343	1.463	1.487	1.283
Value of neutron gamma ray log at tight sandstone	2.275	2.092	1.969	1.993
Value of neutron gamma ray log at formation $U_1^3$ sandstone	1.51	1.708	1.757	1.449
Total shale porosity	0.337	0.337	0.337	0.337
Porosity of tight sandstone	0.038	0.069	0.041	0.021
Value of porosity at formation $U_1^3$ sandstone	0.217	0.21	0.184	0.149

Table 4 – neutron gamma ray calibration parameters

Well	K20	K23	K37	K9
Value of neutron gamma ray log at clay	1.305	1.23	1.313	1.359
Value of neutron gamma ray log at tight sandstone	1.992	2.027	2.211	1.888
Value of neutron gamma ray log at formation $U_1^3$ sandstone	1.644	1.548	1.569	1.477
Total shale porosity	0.337	0.337	0.337	0.337
Porosity of tight sandstone	0.05	0.05	0.05	0.05
Value of porosity at formation $U_1^3$ sandstone	0.185	0.195	0.163	0.182

### 3.3. Introduction of the Klinkenberg Amendment for Core Gas Permeability

To calculate liquid permeability from gas permeability readings, the Klinkenberg correction should be introduced. The Klinkenberg formula for converting gas permeability to absolute liquid permeability is given below:

$$k_a = \frac{k_g}{(1 + \frac{b}{P_a})}$$

where,  $k_g$  – gas permeability, mD

$b$  – Klinkenberg constant

$P_a$  – Average core measurement pressure, MPa

Since there are no pressure data when measuring the permeability and the type of gas used, for converting gas permeability to liquid permeability, the values for introducing the Klinkenberg correction are shown in table 5. Thus, the obtained permeability values will be used in the future.

Table 5 – Klinkenberg parameters

Parameter	Value
Klinkenberg constant	0.61
Average pressure (more than 10 mD), MPa	1.1
Average pressure (1-10 mD), MPa	1.3
Average pressure (0.1-1 mD), MPa	2
Average pressure (less than 0.1 mD), MPa	2.7

### 3.4. Base constant for water saturation calculation

Models for calculating water saturation based on GIS data are based on the Archie-Dakhnov formula and generally require the derivation of certain constants from core materials. The initial parameters for determining the resistance of formation water are given in table 6. The resistance of formation water depends on the equivalent salinity and temperature of the formation. The factors for obtaining equivalent salinity in terms of sodium chloride are determined by the palette in Figure 3. The definition of formation water resistance is shown in Figure 4 and is 0.08 Ohm·m.

Table 6 – Formation water properties

Formation temperature, °C			92
Total mineralization, mg/kg			31300
Ion	Multiplier	Concentration, mg/kg	Equivalent concentration, mg/kg
Cl <sup>-</sup>	1	18918.78	18918.78
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	0.27	945.3	255.23
Ca <sup>2+</sup>	0.81	582	471.42
Mg <sup>2+</sup>	1.14	224	255.36
Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>	0.9	11373	10235.7
J	0.28	1.58	0.44
Br	0.44	68.3	30.05
Sum		31300	30166.98

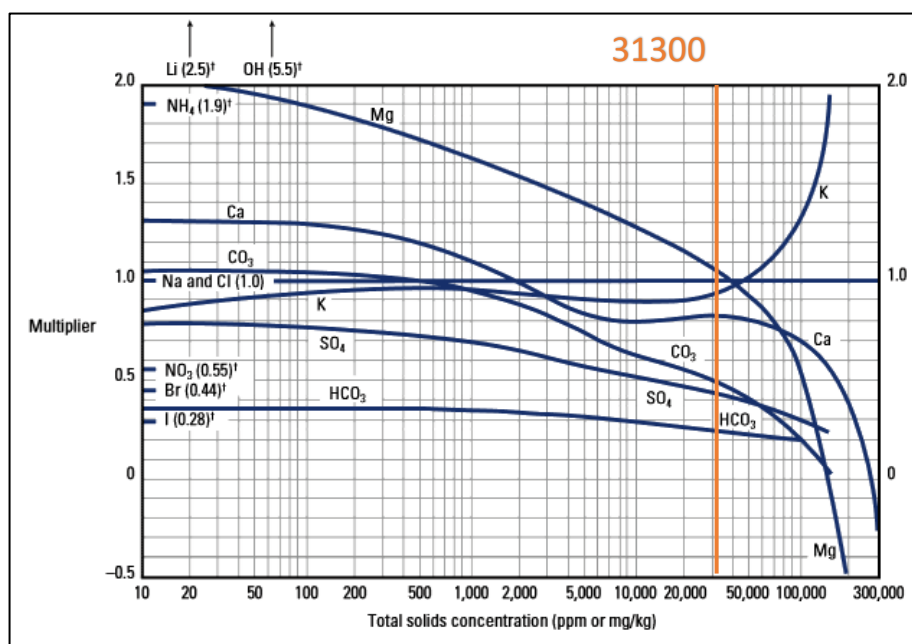


Figure 3 - Determination of calculated coefficients for converting the concentration of salts in produced water to an equivalent concentration of sodium chloride

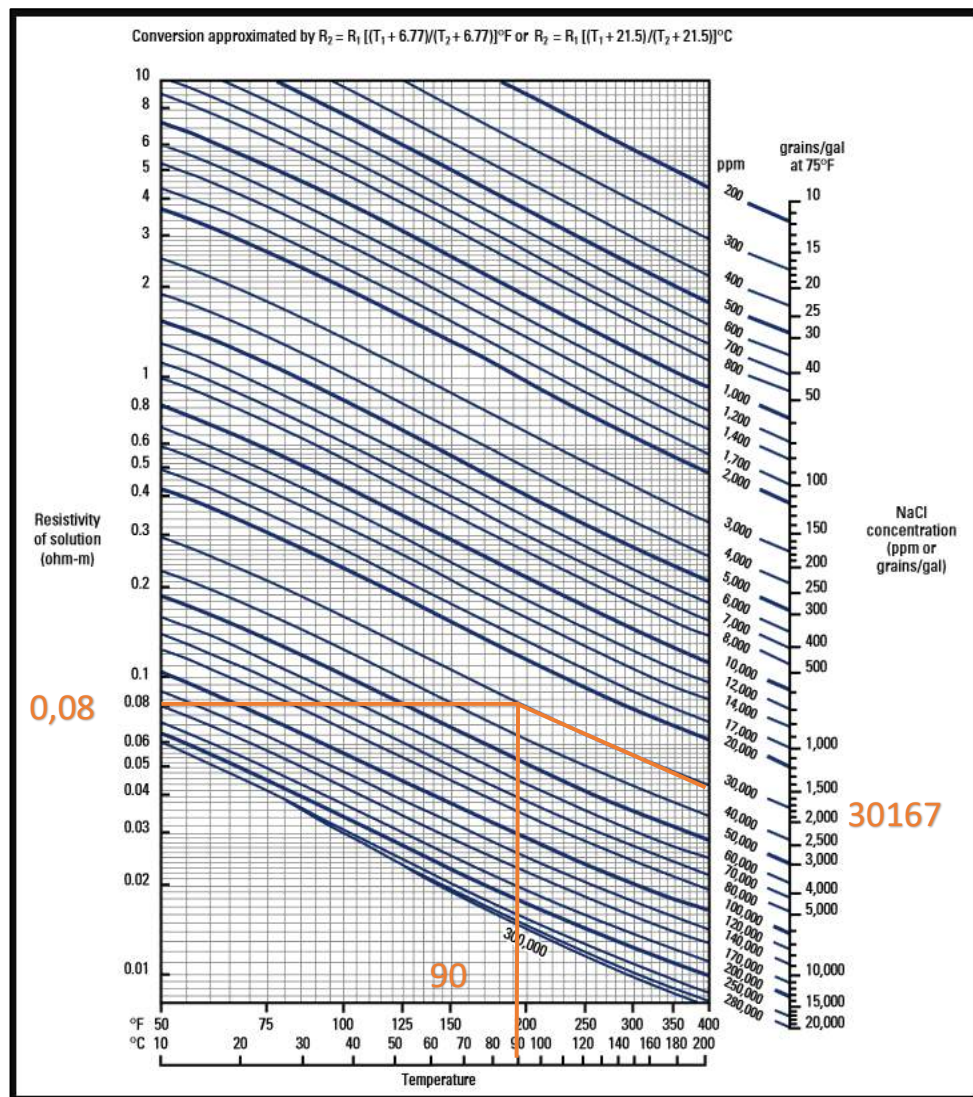


Figure 4 - Determination of formation water resistance by the value of the equivalent concentration of sodium chloride and reservoir temperature

The constants “a” and “m” reflecting the geometry of the pore space and the type of cementing of intergranular channels are determined by plotting the relationship between the value of the ratio of the resistance of the core sample filled with formation water to the resistance of the formation water itself and the porosity of the core sample. The constant “n” is a derivative of the nature of saturation, derived by constructing a relationship between the ratio of the resistance of a core sample filled with oil to the resistance of a core sample filled with formation water and the value of core residual water saturation.

The common constants “a” and “m” for the Krapivinsky deposit are plotted on the power-law plot of the porosity index versus the porosity value in Figure 5.

The constant “n” from the core data in which the oil saturation parameter is present is shown in the graph of the power law dependence of the oil saturation parameter on water saturation in Figure 6.

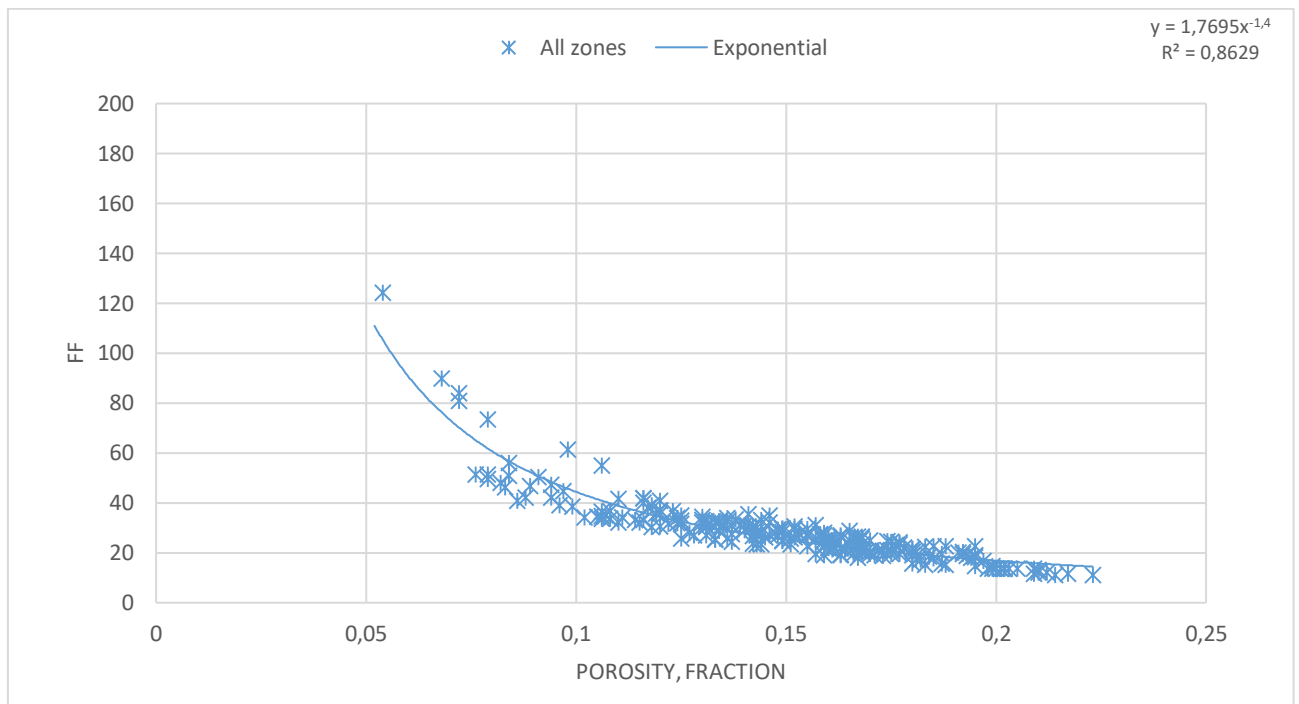


Figure 5 - The general dependence of the core value of the formation factor to porosity



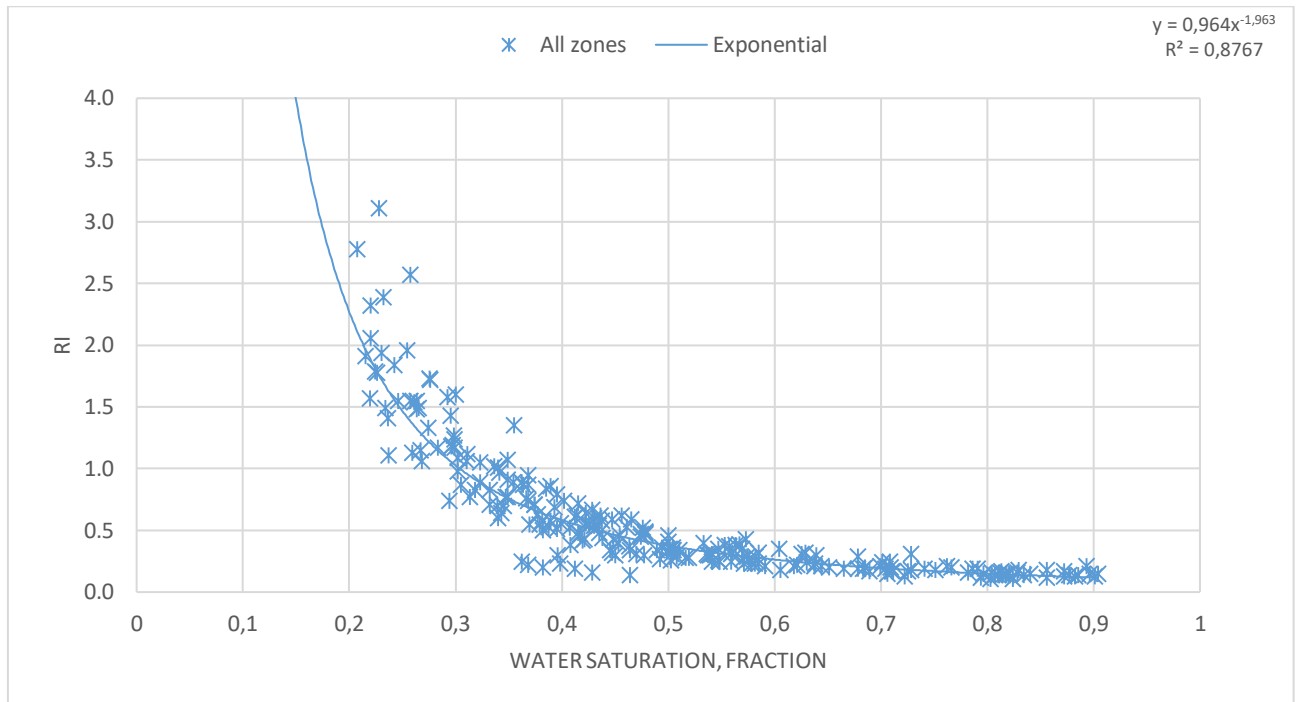


Figure 6 - The general dependence of the core value of the resistivity index saturation to water saturation

In well K16 of zone 1, a strong deviation of the oil saturation parameter was revealed, which may be associated with the zone of low-resistance reservoirs. Coring points belonging to this well have been removed, as they can significantly affect the correctness of the obtained Archie coefficients. The graphs after processing are shown in figures 7 and 8.

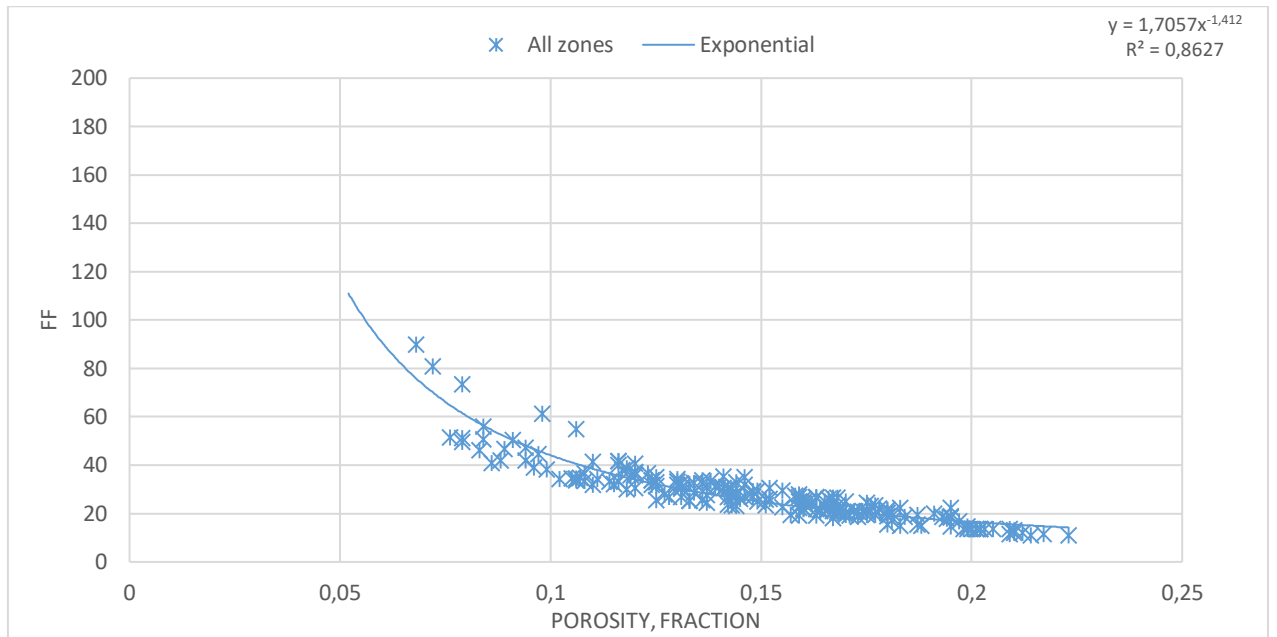


Figure 7 - Corrected general dependence of the core value of formation factor on porosity

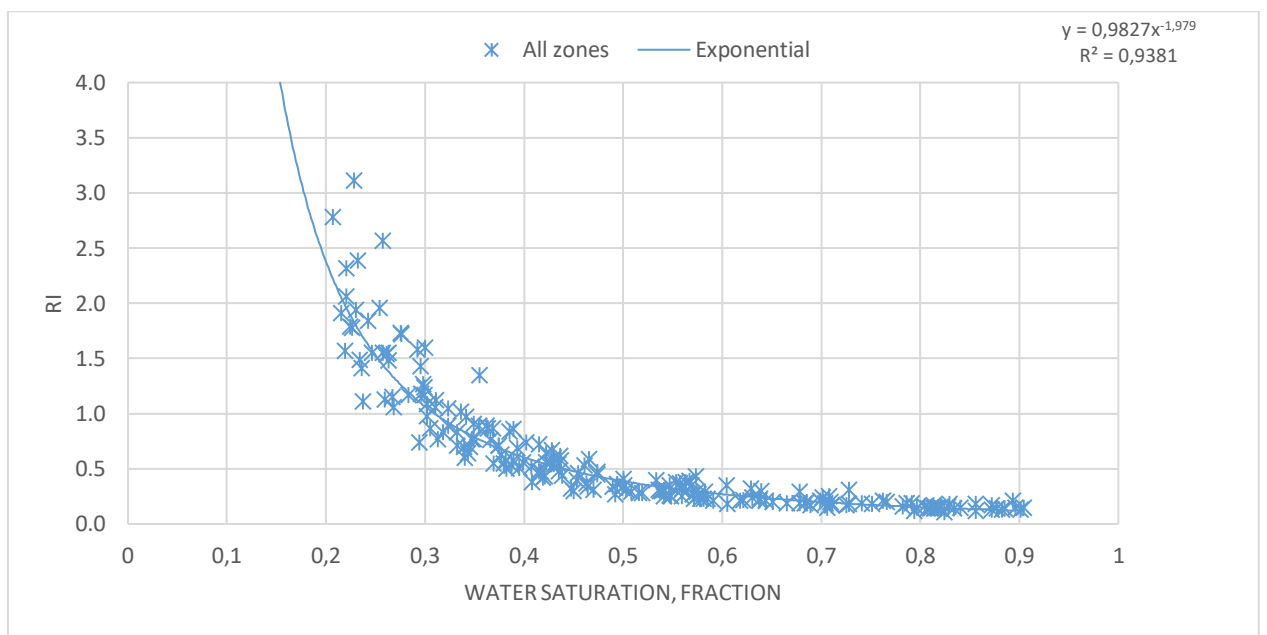


Figure 8 - Corrected general dependence of the core value of the resistivity index on water saturation

Also, these constants were derived separately for each lithofacies 1, 2, and 3, the graphs are shown in Figures 9 and 10. In lithofacia 4 there are no core data on the

porosity and oil saturation parameters. Lithofacies 2 and 3 are represented by unique wells for each of these zones.

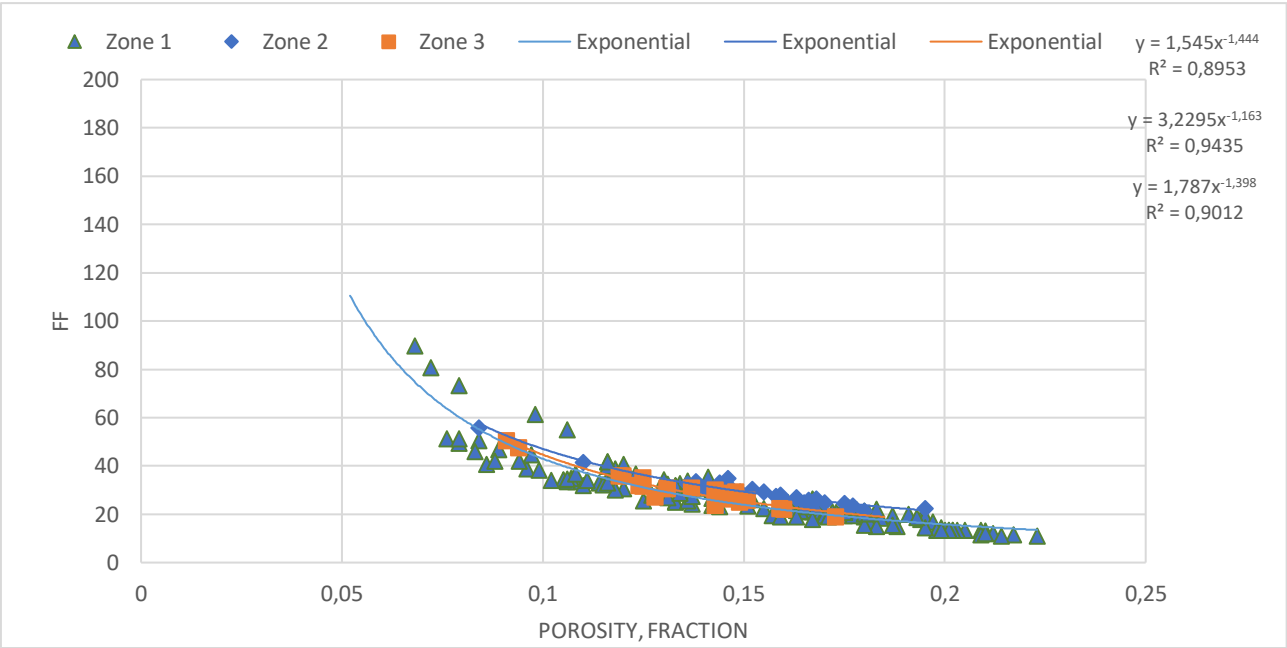


Figure 9 - The dependence of the core value of formation factor to porosity in lithofacial zones of the field

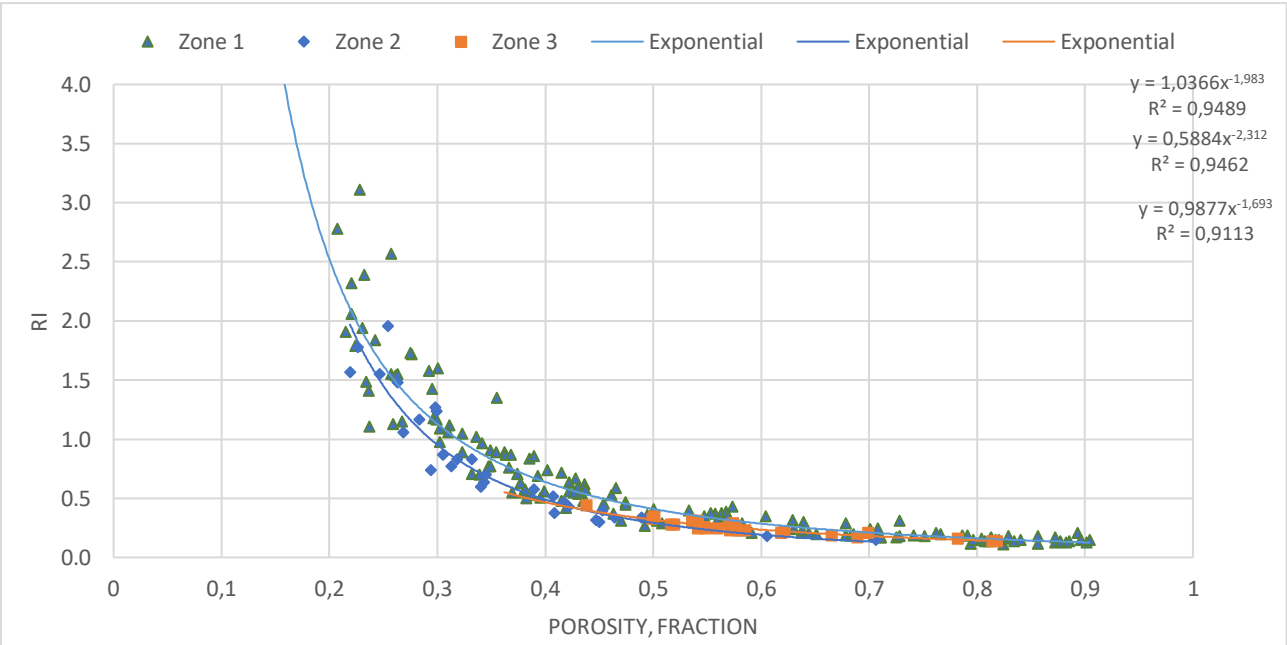


Figure 10 - The dependence of the core value of the parameter of resistivity index to water saturation in lithofacial zones of the field

Zone 1 was also divided into wells to obtain more refined parameters for each well. As a result of the graphing, a significant difference was noted between the Archie coefficients of the K8 well and the coefficients obtained from other wells in the same zone. Separated zone 1 wells Archie constants is shown on figure 11 and 12. In general, the relative similarity of the Archie coefficients for the two remaining wells (K56, K59) can be explained by their relatively close location, the presence of one subzone 1b in the composition. For these wells, you can get the general Archie coefficients. The obtained dependences for the center of subzone 1b are presented in Figures 13 and 14. Results are demonstrated on table 7.

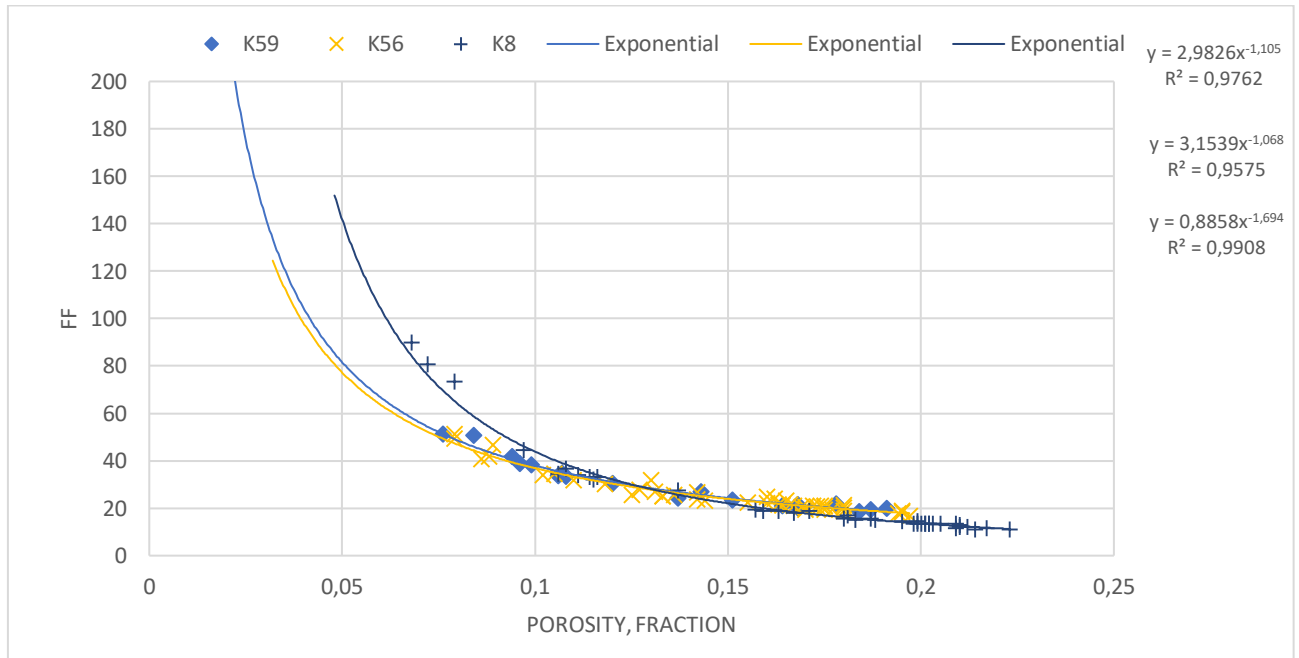


Figure 11 - The dependence of the core value of the formation factor to porosity in the wells of zone 1

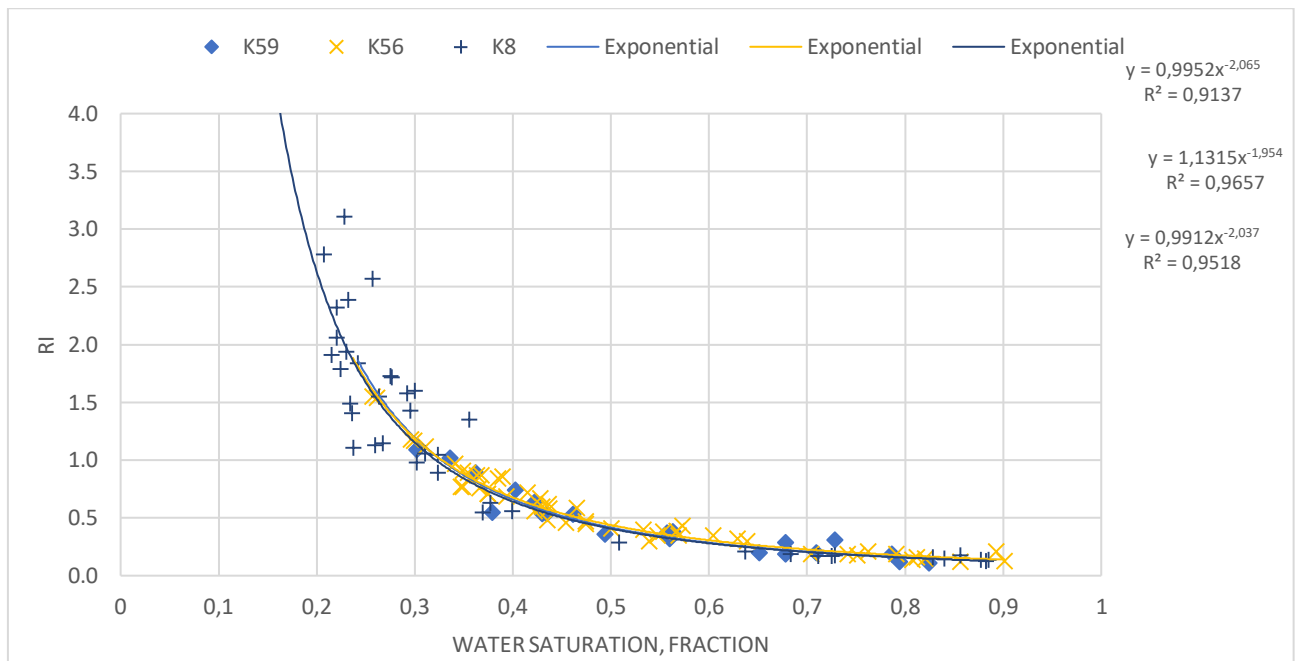


Figure 12 - The dependence of the core value of the parameter of resistivity index to saturation in the wells of zone 1

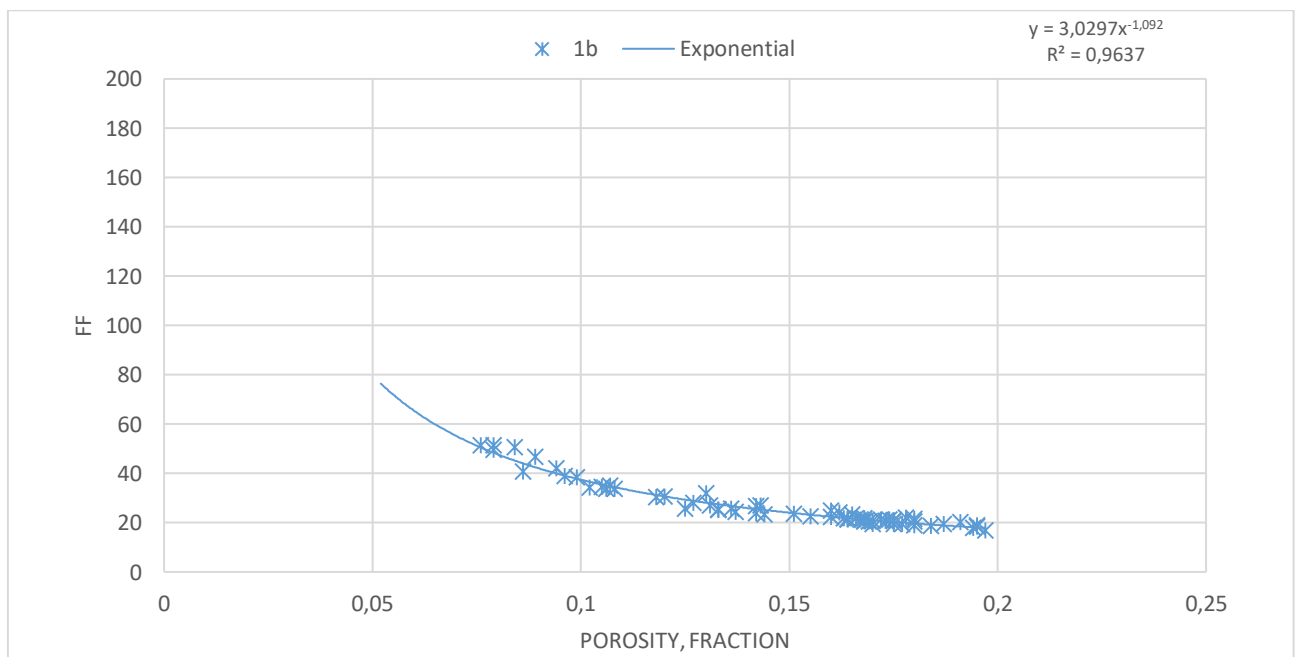


Figure 13 - The dependence of the core value of formation factor to porosity in subzone 1b

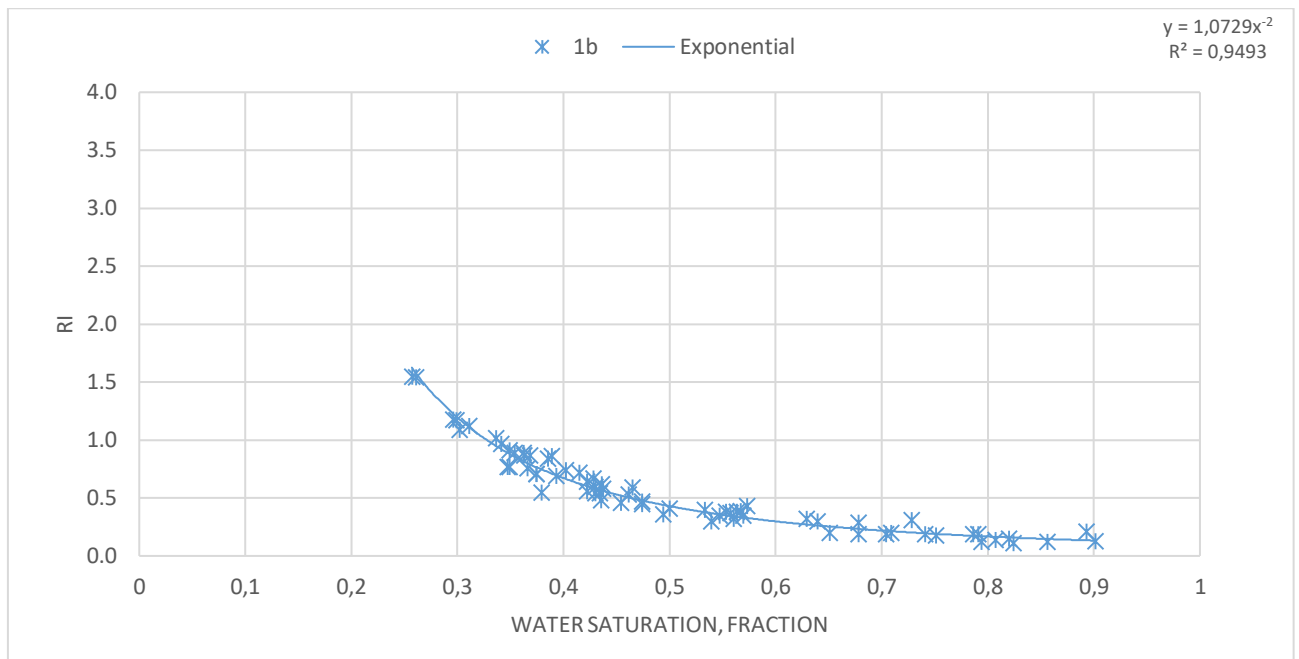


Figure 14 - Dependence of the core value of the resistivity index on saturation in subzone 1b

Table 7 – Summary of Archie constants

Well	a	b	m	n
All zones	1.83	0.985	1.383	1.989
Zone 1	1.701	1.014	1.407	1.962
Zone 2	3.23	0.61	1.163	2.285
Zone 3	1.787	1.69	1.398	1.693
Subzone 1b central part	3.03	1.073	1.092	2
K8	0.886	0.991	1.694	2.097